

ESTUDO DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

PAULO SEIJI SOARES HIRAKATA

junho de 2019

Estudo de Previsão de Previsão de Energia Eólica no Sistema Elétrico Brasileiro

Paulo Seiji Soares Hirakata



Departamento de Engenharia Eletrotécnica Mestrado em Engenharia
Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Paulo Seiji Soares Hirakata, Nº 1171783, paulo.hirakata@ahs.com.br

Orientação científica: Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

"Sempre fui sonhador, e é isso que me mantém vivo!" (Mano Brown)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por me possibilitar estar aqui realizando um sonho tanto meu quanto da minha família.

Aos meus pais por seu esforço diário, buscando sempre dar o melhor aos filhos.

Aos meus irmãos pelo companheirismo não só nas horas boas quanto nas ruins.

Aos meus amigos que estiveram comigo por toda a caminhada durante esse período, junto de todos os outros que fazem parte da minha vida.

Aos amigos Bruna de Moraes Santos e Pedro Barbosa Modesto por fornecerem uma base de dados de seu trabalho acadêmico, para complementação do presente projeto.

Aos meus orientadores Luiz Henrique Alves Pazzini e Teresa Alexandra Nogueira pelo compromisso com o trabalho de conclusão de curso, professor Agostinho Celso Pascalicchio pela ajuda na análise financeira do projeto e todos os professores que passaram seus conhecimentos visando tornar seus alunos profissionais melhores.

RESUMO

A necessidade de estudos de previsão de produção e viabilidade técnico-econômica realizados de maneira precisa, são os principais pilares para proporcionar maior aval à implantação de novos parques, determinando o crescimento do setor.

O presente projeto tem o intuito de desenvolver os métodos de cálculos para analisar e definir os regimes de vento de uma determinada região com potencial eólico, que proporcionarão estipular produções de energia, como a sua garantia física, para inserção do novo empreendimento nos ambientes de contratação de energia. Para que consequentemente se realize o estudo de viabilidade técnico-econômica do projeto pela montagem do fluxo de caixa, englobando todos os valores relacionados à consolidação e funcionamento do mesmo, estipulando os indicadores de Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback*, entre outros importantes para validação do parque eólico.

O trabalho apresenta estudo de caso na região de Paulo Afonso – BA, para a qual desenvolveu-se projeto do parque eólico e avaliou-se seus resultados baseado nos valores/índices calculados.

Palavras-chave: Energia Eólica. Estudo de Caso. Estudo de Previsão. Viabilidade Técnico-Econômica.

ABSTRACT

With this, the need for studies of production forecasts and technical-economic viability, which will be carried out in a precise manner, will give more support for the implementation of new parks, determining the growth of the sector.

This project aims to develop calculation methods to analyze and define the wind regimes of a certain region with wind potential, which will provide for energy production, such as its physical guarantee, for the insertion of the new venture in the hiring environment power. In order to carry out the technical-economic feasibility study of the project by assembling the cash flow, encompassing all the amounts related to the consolidation and operation of the project, stipulating the indicators of Net Present Value, Internal Rate of Return, Payback, among other important parameters for validation of the wind farm.

A case study will be done in the Paulo Afonso - BA region, in order to develop the wind power farm project and then evaluate their results based on the calculated values / indices.

Keywords: Wind Power Energy. Case study. Prediction Study. Technical-Economic Viability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- A matriz energética brasileira	2
Figura 2 - Preço de contratação de projetos eólicos nos leilões de energia do ACR e energia contratada.....	8
Figura 3- Esquema comparativo entre Mercado Livre e Mercado Cativo	10
Figura 4 - Fator de Capacidade Médio de 2017	12
Figura 5 - Velocidade de vento: a) 100 metros de altura; b) 200 metros de altura	13
Figura 6 - Direções de vento	14
Figura 7 - Perfil de ventos: a) uniformes; b) turbulentos	17
Figura 8 - Distribuição de Weibull variando apenas o fator de forma k	20
Figura 9 - Representação do fluxo de ar numa dada área A.....	22
Figura 10 - Esquema de aerogerador de eixo horizontal convencional.....	24
Figura 11 - Controle de velocidade: a) passo; b) estol	26
Figura 12 - Mapa do trajeto de geração eólica	27
Figura 13 - Configurações possíveis de gerador e caixa de engrenagens	28
Figura 14 - Tipos de torre: a) aço tubular; b) treliçada; c) híbrida	28
Figura 15 - Gráfico do coeficiente de potência ideal.....	30
Figura 16 - Localização do parque eólico	32
Figura 17 - Vista do parque eólico e linhas de transmissão próximas	33
Figura 18 - Avifauna migratória do estado da Bahia.....	34
Figura 19 - Comportamento dos ventos ao longo dos anos.....	36
Figura 20 - Variação diária do vento	37
Figura 21 - Histograma e distribuição de Weibull	39
Figura 22 - Gráfico da frequência acumulada	40
Figura 23 - Equipamento de medição.....	41
Figura 24 - Rosa dos ventos de Paulo Afonso.....	41
Figura 25 - Curva de Potência e CP do aerogerador Enercon E-82 E2.....	44
Figura 26 - Planta eólica.....	46
Figura 27 - Mercado de Curto Prazo	52
Figura 28 - Payback análise gráfica.....	58
Figura 29 - Representação lógica do FCL	61
Figura 30 - Evolução VPL e FCL.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fator de rugosidade conforme terreno.....	16
Tabela 2 - Comprimento de rugosidade conforme terreno.....	17
Tabela 3 - Médias anuais de velocidade do vento	37
Tabela 4 - Aplicação do método de classes	38
Tabela 5 - Parâmetros de avaliação de comportamento dos ventos	39
Tabela 6 - Cálculo de potências geradas (geral).....	47
Tabela 7 - Potência média e EAG (geral).....	47
Tabela 8 - Cálculo de potências geradas (por ano).....	48
Tabela 9 - Potência Média e EAG (por ano)	48
Tabela 10 - Relação de Premissas	60
Tabela 11 - Fluxo de Caixa.....	61
Tabela 12 - Dados empreendimentos eólicos da Bahia.....	65
Tabela 13 - Cenários ideais	66

ACRÓNIMOS

ABEEólica	- Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	- Corrente Alternada
CC	- Corrente Contínua
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COP	- Conferência das Partes
EAG	- Energia Anual Gerada
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
EVTE	- Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica
GF	- Garantia Física
GFA	- Garantia Física Anual
GWh	- Gigawatt hora
IEC	- International Electrotechnical Commission
INPE	- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
KWh	- Kilowatt hora
MCP	- Mercado de Curto Prazo
MME	- Ministério de Minas e Energia
MWh	- Megawatt hora

m/s	- metros por segundo
ONS	- Operador Nacional do Sistema
P_{aero}	- Potência do aerogerador
PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
$P_{média}$	- Potência média gerada
PPA-BA	- Prefeitura de Paulo Afonso - Bahia
Proinfa	- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RN	- Resolução Normativa
SIN	- Sistema Interligado Nacional
TFSEE	- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TIR	- Taxa Interna de Retorno
TUST	- Taxa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL	- Valor Presente Líquido

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	II
RESUMO.....	III
ABSTRACT	IV
LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	V
LISTA DE TABELAS	VI
ACRÔNIMOS	VII
ÍNDICE.....	IX
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 PROBLEMA DE PESQUISA.....	3
1.2 OBJETIVOS	3
1.3 JUSTIFICATIVA	4
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	4
2 SETOR EÓLICO BRASILEIRO	7
2.1 PANORAMA REGULATÓRIO DO SETOR EÓLICO	7
2.2 POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO E SUAS CARACTERÍSTICAS.....	10
2.3 IDENTIFICAÇÃO DE ÁREA PARA ESTUDO DE CASO.....	12
2.4 CARACTERÍSTICAS DO VENTO	14
2.4.1 Perfil.....	15
2.4.2 Comportamento.....	18
2.4.3 Potencial.....	21
2.5 AEROGERADORES.....	23
2.5.1 Rotor.....	25
2.5.2 Nacele	26
2.5.3 Torre.....	28
2.6 CAPTAÇÃO DE ENERGIA DO AEROGERADOR.....	29
3 CASO DE ESTUDO: CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL E DOS VENTOS.....	31
3.1 LOCAL DE ESTUDO.....	32
3.2 REGIME DE VENTOS.....	35
3.2.1 Velocidades.....	36
3.2.2 Distribuição.....	38
3.2.3 Direções.....	40

4 PREVISÃO DE PRODUÇÃO	43
4.1 DEFINIÇÃO DE AEROGERADOR	44
4.2 LAYOUT DA PLANTA.....	45
4.3 CÁLCULO DE GERAÇÃO.....	46
5 VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA	49
5.1 MERCADO DE VENDA	49
5.2 INVESTIMENTO	50
5.3 RECEITA.....	51
5.4 CUSTOS.....	53
5.4.1 Manutenção e Operação.....	53
5.4.2 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão	54
5.4.3 Depreciação.....	55
5.5 IMPOSTOS	55
5.5.1 PIS e COFINS.....	55
5.5.2 Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	56
5.6 FLUXO DE CAIXA	56
5.7 VALOR PRESENTE LÍQUIDO	57
5.8 PAYBACK.....	57
5.9 TAXA INTERNA DE RETORNO.....	58
5.10 RESULTADOS OBTIDOS.....	59
5.11 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS.....	64
6 CONCLUSÃO	69
REFERÊNCIAS	71

1 INTRODUÇÃO

A Revolução Industrial foi um marco para a energia, sendo ela um influenciador direto para a competitividade dos países e a qualidade de vida dos seus cidadãos. Com as crescentes preocupações com o meio ambiente, a maneira que se produz e se manuseia a energia tem se tornado cada vez mais decisiva (TOLMASQUIM, GUERREIRO e GORINI 2007). Atualmente, considera-se um vasto número de alternativas para substituir as fontes não-renováveis que ainda possuem uso excessivo pelo ser humano. A eólica é uma das fontes crescentes, e a necessidade de processos cada vez mais eficientes é algo essencial, tanto em questões energéticas, quanto em confiabilidade para se investir em parques futuros.

A energia cinética obtida nas massas de ar em movimento, chamada comumente de energia eólica, faz o emprego de turbinas eólicas para captação dos ventos, historicamente utilizada em empregos mecânicos de bombeamento d'água e moagem de grãos, sendo nos dias atuais empregada para a geração de energia elétrica de forma limpa. O país pioneiro na tecnologia foi a Dinamarca, tendo a primeira turbina ligada à rede em meados de 1976. Desde lá, inúmeras metas foram sendo traçadas, e, para 2020, estima-se que 12% da energia do mundo será advinda dos ventos, em números energéticos, cerca de 1200 GW de capacidade instalada (ANEEL, Energia Eólica s.d.).

O Brasil é um país que apresenta uma riqueza de recursos adentro de seu território, tal como uma malha hidrográfica que se interliga praticamente em toda sua extensão, florestas densas e solos férteis, propiciados por um clima com temperaturas amenas durante o ano. Visto

essas vantagens, constata-se o porquê da matriz energética ser praticamente composta por fontes renováveis. A produção hidrelétrica ainda é majoritária no Brasil, possuindo 61% da matriz, seguido da biomassa 9%, eólica 8%, fechando o grupo das maiores no país, tendo em comum serem todas renováveis (ABEEólica 2017), conforme visto na Figura 1. Contudo, a principal fonte de energia da matriz energética brasileira já está chegando ao seu limite, tendo assim, a busca por novos horizontes para o cenário de geração de energia é algo crucial.

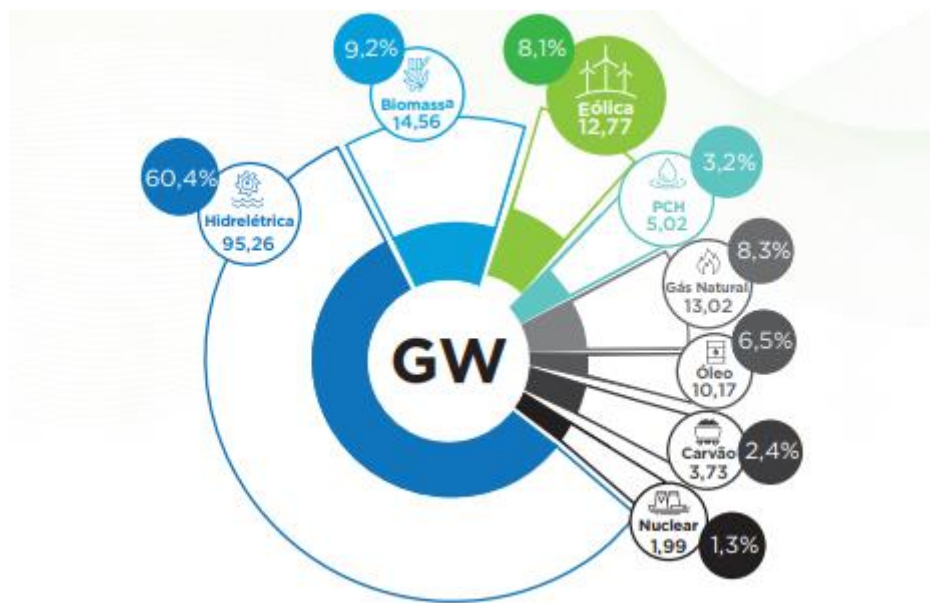


Figura 1- A matriz energética brasileira

Fonte: (ABEEólica 2017)

Além da parte energética, existem os aspectos socioambientais consequentes do investimento dessa nova forma de geração.

Em relação ao meio ambiente, a energia a base de ventos não emite nenhum dos gases do efeito estufa, traz baixo impacto sobre a flora e fauna (o problema com aves que colidem nas hélices dos aerogeradores tem diminuído). Sobre as taxas de emissão de gases do efeito estufa, há o Acordo de Paris, um tratado aprovado no fim do ano de 2012 e chegando a um acordo definitivo dos países em 2015 (na COP 21), que visa a redução mundial do dióxido de carbono a partir de 2020, que substituiu o pacto global anterior, o Protocolo de Quioto. O Brasil, ao se comprometer com o acordo, tem a necessidade de redução de 37% das emissões até 2025 e 43% até 2030, tendo como base de redução as emissões de 2005 (CEBDS 2017). E ao se ter

um investimento para um crescimento de até 2 GW em energia eólica por ano no país, mostra o empenho do mesmo para alcançar as metas traçadas (CEBDS 2017).

Do ponto de vista social, é de extrema valia para pessoas das regiões de implantação das turbinas, levando em consideração que a instalação de novos parques nas suas respectivas propriedades gera uma renda, através do arrendamento de terras para a instalação de parques eólicos, e possibilita a coexistência de atividades de agricultura e pecuária. Também é benéfico para o poder público, pelas tributações sobre o pagamento dos arrendamentos. Visto o alto desemprego no país, a criação de diversas funções ajuda a ocupar os cidadãos da comunidade local. As empresas investidoras ainda realizam diversos projetos para os locais, como ações educacionais, de inclusão digital, promoção da saúde, práticas esportivas, entre outros (ABEEólica 2017). Desse modo, apostar na produção eólica apresenta uma grande margem para exploração e desenvolvimento futuro.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

A pesquisa tem o intuito de desenvolver um estudo de caso de um empreendimento eólico na cidade de Paulo Afonso – BA, em que consiste em analisar o perfil de ventos do local, por meio de métodos probabilísticos, para possibilitar o entendimento dos perfis da região. Posteriormente, captar este comportamento para cálculo dos potenciais energéticos da região e dimensionamento do parque, consolidando o empreendimento do ponto de vista técnico. Por fim desenvolver o estudo de viabilidade econômica por meio de fluxo de caixa para verificar a rentabilidade do projeto, pela análise dos parâmetros resultantes.

1.2 OBJETIVOS

O projeto tem como objetivo geral, estudar a previsão de produção de energia eólica no sistema elétrico brasileiro, e será fracionado nos seguintes objetivos específicos:

Selecionar zona para caso de estudo, com o intuito de se aprofundar em uma determinada localização, e obter um perfil eólico mais consistente.

Recolher dados meteorológicos dos locais, tais como perfil eólico, velocidades de vento, direção, distribuição, criando-se uma base para realizar eventuais cálculos de potência.

Desenvolver uma ferramenta automática para cálculos das curvas de potência e estimativa de produção, a fim de facilitar a obtenção dos resultados a serem analisados para conclusão.

Selecionar aerogeradores, conforme condições eólicas locais, para que se tenha o melhor rendimento possível.

Estudar viabilidade econômica e técnica do projeto, visando ser ou não uma possibilidade para se tomar prosseguimento.

1.3 JUSTIFICATIVA

Nos tempos atuais, a energia eólica já é designada como uma realidade, e um dos principais recursos renováveis em questões financeiras. O estudo correto dos potenciais eólicos visando a geração de energia elétrica é a parte principal para a maximização da produção e minimização dos custos.

Sendo assim, a partir da distribuição dos recursos eólicos pelo país, será selecionada uma região para estudo de caso e desenvolvida uma metodologia de cálculo que possibilite a previsão da produção de energia elétrica dos aerogeradores, conseguindo otimizar o processo de produção de energia de um parque eólico, sujeito ao perfil de ventos do local selecionado e à tecnologia disponível pelos aerogeradores.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho é subdividido em quatro seções.

A seção 1, a Introdução, descreve o intuito geral do trabalho, sendo composta por uma breve contextualização do tema, os objetivos que se desejam atingir, e a justificativa do intuito ao se desenvolver tais atividades do projeto.

A seção 2, o Setor eólico brasileiro, apresenta como funciona o mercado de energia no Brasil (ambiente regulado e ambiente livre), o potencial eólico presente no país e suas características, uma seleção de área para caso de estudo, e uma revisão dos conceitos eólicos importantes para o desenvolvimento dos objetivos previstos no tópico 1.2.

A seção 3 descreve a metodologia empregada para realizar as atividades envolvidas no trabalho relacionadas a caracterização dos ventos, desde a definição do local de estudo de caso, até comportamento, velocidade dos ventos locais.

A seção 4 faz um estudo de viabilidade técnico-econômica, levantando os pontos principais para formação de um fluxo de caixa, Payback, VPL e TIR, a fim de verificar o interesse ou não do empreendimento.

A seção 5 apresenta a conclusão do projeto, visando descrever eventuais contratempos, comentários sobre os resultados finais e realizar o fechamento do projeto.

2 SETOR EÓLICO

BRASILEIRO

A aposta neste setor tem sido promissora, visto que o Brasil é um país de enorme potencial em determinadas regiões, despertando interesse de empresários, pesquisadores e governantes, com o intuito de tecer futuras propostas para geração de energia.

2.1 PANORAMA REGULATÓRIO DO SETOR EÓLICO

Em meados de 2002, a energia elétrica através da geração eólica se tornou realidade no Brasil, dado principalmente pela criação do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de

Energia - Proinfa¹, sendo à época a forma encontrada pelo governo para impulsionar os investimentos de forma a se diversificar a matriz energética brasileira por fontes renováveis. Criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME, e gerenciado pela Eletrobrás, o programa é financiado através de pagamentos feitos por todos os consumidores finais (livres e cativos) do Sistema Interligado Nacional - SIN, exceto os classificados como baixa renda. Para 2018 os custos do PROINFA foram previstos em R\$ 3,4 bilhões, para a previsão de gerar 11,2 MWh de energia (ANEEL, Aprovado valor das cotas do Proinfa para 2018 2017).

A partir dessa medida, outras formas de incentivo surgiram, com o intuito de viabilizar cada vez mais os projetos, como, por exemplo, a realização de leilões de energia. Implantados em 2004, os leilões do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, visam atender as demandas que crescem ao longo dos anos, facilitando o contato entre geradores e distribuidores, sendo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a responsável direta por realizá-los ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. O sistema de leilões adotado para compra de energia no ACR é do tipo holandês, de forma reversa, ou seja, inicia-se com um preço teto que decresce com o decorrer do leilão, buscando o menor preço (modicidade tarifária), além de atrair investidores para construção de novas usinas e reter a geração existente (ANEEL, Leilões de geração 2017).

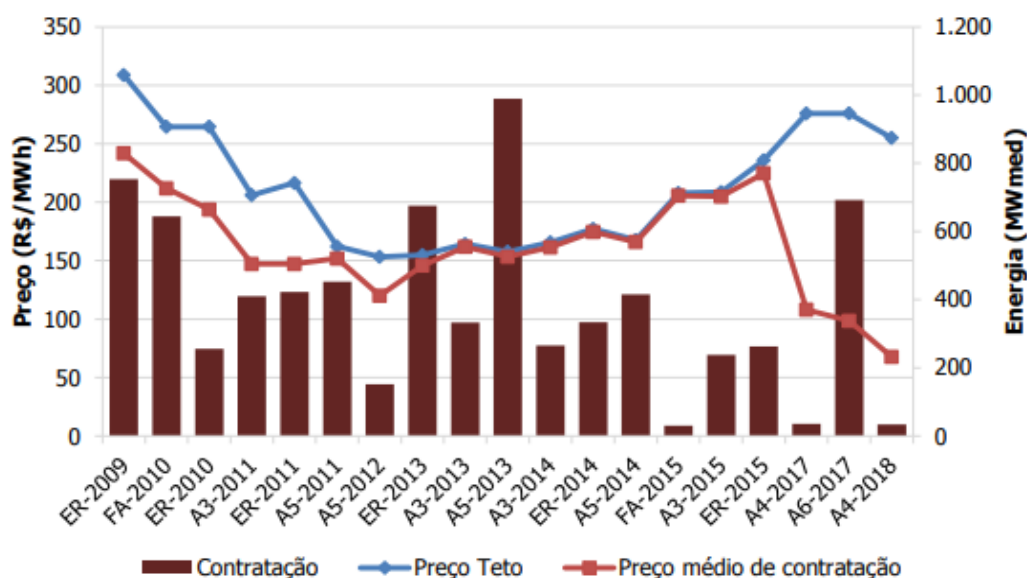


Figura 2 - Preço de contratação de projetos eólicos nos leilões de energia do ACR e energia contratada

¹ Proinfa é o programa criado pela Lei nº 10.438/2002, e tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição (ANEEL, Aprovado valor das cotas do Proinfa para 2018 2017).

A Figura 2 apresenta o comportamento dos últimos leilões para contratação de projetos eólicos, indicando as diferenças entre o preço-teto e o preço médio de contratação, juntamente com os montantes de energia comercializados. Tais dados devem ser analisados cuidadosamente, pois nem sempre são realmente representativos, como por exemplo o leilão A-4/2018, que registrou os menores preços, mas a energia contratada foi de apenas quatro empreendimentos, de um mesmo empreendedor.

Outra proposta, que já está em vigor desde o governo de Fernando Henrique Cardoso em 1995, com a Lei 9.074, é o Mercado Livre, que tem ganhado força nos tempos atuais em consequência dos aumentos na tarifa de energia do ACR. O mercado livre de energia brasileiro é denominado de Ambiente de Contratação Livre – ACL, no qual apenas é permitida a compra de energia por parte de consumidores com demanda contratada acima de 500 kW. Sendo este requisito aceito, o consumidor livre tem autonomia de escolher qualquer fornecedor de energia elétrica em toda a extensão do SIN, podendo ele ser um gerador ou agente comercializador, ao contrário do consumidor cativo que apenas contrata energia de uma concessionária/permissionária que possui concessão para o serviço de distribuição, pagando tarifa de energia estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Além do poder de decisão, a participação no ACL ajuda a reduzir custos, pois pode-se negociar o preço da energia, prazo, indexação, possibilitando que o montante de energia contratado seja adequado ao perfil de consumo do usuário. E convenientemente, é uma forma de sustentabilidade, pelo fato de criar a possibilidade da contratação de energia por fontes renováveis, diminuindo a emissão de gases do efeito estufa (COMERC Energia s.d.).

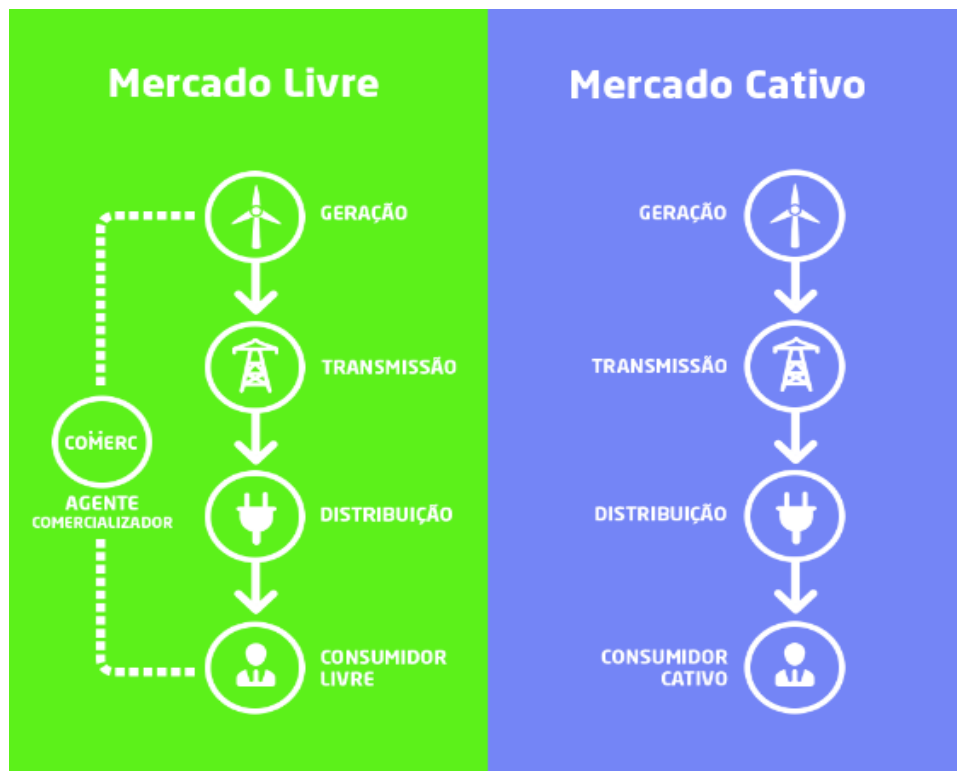


Figura 3- Esquema comparativo entre Mercado Livre e Mercado Cativo

Fonte: (COMERC Energia s.d.)

A Figura 3 apresenta os dois tipos de mercado a grosso modo, tendo o consumidor livre um contato mais próximo a geração, por meio do intermédio de um agente comercializador; em contrapartida, o consumidor cativo apenas possui vínculo com o distribuidor, não possuindo uma flexibilidade de escolha. Ponto importante a ressaltar que a migração de um consumidor cativo para o mercado livre de energia se dá apenas pela possibilidade de redução de custos com o insumo energia, visto que o consumidor continua conectado à rede de distribuição ou de transmissão de energia, sujeito às condições de prestação de serviço do agente distribuidor ou transmissor ao qual se encontra conectado.

2.2 POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO E SUAS CARACTERÍSTICAS

Em junho de 1992 era instalada a primeira turbina eólica no país. Decorrido esse tempo, a energia eólica já atinge a capacidade instalada de 14,6 GW, tendo uma previsão para até 2023

de atingir a meta de 18 GW (ABEEólica 2017). O recurso possui grande viabilidade no território brasileiro, em virtude de seus ventos, que são considerados em algumas regiões como sendo os melhores do mundo, ou seja, de uma velocidade e direções constantes em grande parte do tempo. A origem dos ventos em principal notoriedade, os chamados ventos alísios, é ocasionada pela movimentação de massas de ar quentes e úmidas de um centro de alta para um de baixa pressão atmosférica, ocorrendo predominantemente na zona equatorial. As características brasileiras que se destacam são os ventos fortes e constantes (sem grandes rajadas), baixa volatilidade e previsibilidade, possibilitando um modelo de previsão de geração.

Num contexto mundial, no ano de 2017 o Brasil possui a 6ª colocação do ranking, no âmbito de capacidade instalada nova, chegando a marca de 2 GW, e a 8ª colocação na capacidade eólica instalada acumulada (ABEEólica 2017), marcas consideradas expressivas, porém ainda demasiadamente abaixo dos maiores produtores de energia eólica do mundo.

O fator de capacidade, número que mostra a produtividade da geração de energia no local, compara a produção atual do sistema, em um período delimitado, com a quantidade de energia que o sistema produziria em capacidade integral, para o mesmo período de tempo. Os sistemas convencionais de geração possuem um FC em torno de 40% a 80%. Já sistemas eólicos, por possuírem fonte de energia mais intermitente, possuem uma média anual de 30% a 45% (ALDABÓ 2002). Os parques eólicos brasileiros possuem uma média de 43%, variando durante o ano conforme mostrado na Figura 4, estando 70% acima da média mundial, o que demonstra a eficiência da energia no país. Este fator é significativamente afetado pelas estações do ano, devido a mudança no aspecto da atmosfera de ventos, pelas variações de temperatura e pressão do local, tendo como exemplo o Maranhão, que no mês de Julho apresenta uma média de FC em cerca de 20%, e para próximo ao fim do ano, possui uma ascensão no patamar de 80% (ABEEólica 2017).

FATOR DE CAPACIDADE 2017

GRÁFICO 06

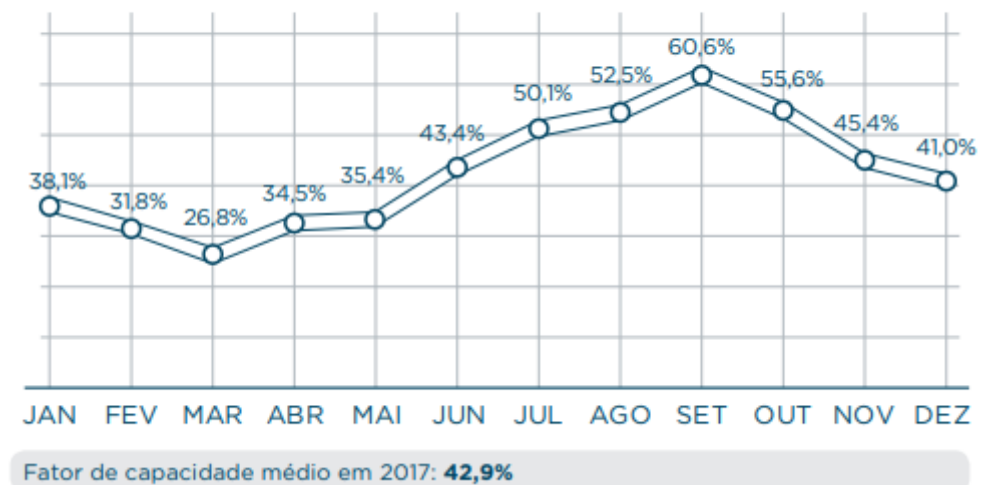


Figura 4 - Fator de Capacidade Médio de 2017

Fonte: (ABEEólica 2017)

O território brasileiro é extremamente vasto, tendo uma área de 8.514.876 km², classificado como o quinto maior país existente no planeta. Tal fato explica a maior incidência da tecnologia de parques eólicos OnShore, em consequência da disponibilidade do terreno, vento terrestres bons em certas regiões.

A energia eólica OffShore ainda não é uma realidade no cenário brasileiro, tendo manutenções juntamente com a instalação dos aerogeradores mais complexas, encarecendo o processo em comparação a tecnologia OnShore. “O vento offshore está se tornando mais rentável com cada leilão na Europa. Países líderes do setor, como o Reino Unido, Holanda, Dinamarca, Alemanha e Bélgica, estão em uma fase de transição para políticas orientadas ao mercado” (EXAME 2018), mostrando que países do continente europeu são predominantes no uso da tecnologia, passando dos 90% da capacidade mundial de geração dos parques de alto-mar, tendo destaque principal o Reino Unido.

2.3 IDENTIFICAÇÃO DE ÁREA PARA ESTUDO DE CASO

Ao longo dos anos, diversos métodos para levantamento de dados sobre ventos foram desenvolvidos, com o intuito de aumentar a confiabilidade dos dados gerados.

A Empresa de Pesquisa Energética - EPE é a principal responsável pelos dados estatísticos energéticos no país, que, por sua vez, cria um manual de notas técnicas de medições². O intuito da EPE é que tais dados venham a constituir um banco permanente e referencial para estudos sobre a energia eólica e para o desenvolvimento de instrumental técnico voltado ao planejamento, à operação e à integração de parques eólicos ao sistema elétrico nacional (EPE, Instruções para as medições anemométricas e climatológicas do Leilão de Energia de Reserva 2009). Para atingir este intento, os proprietários dos parques eólicos frutos de leilões de energia no ACR têm a obrigação de instalar sistemas de medição anemométricos e enviar dados de medição de ventos mensalmente à EPE, sob risco de pagamento de multas caso os sistemas de medição não sejam instalados ou não ocorra o envio dos dados de medição. Tal obrigação está prevista no contrato assinado pelo empreendedor ao se sagrar vencedor de um leilão de energia eólico.

A partir desses levantamentos de dados, juntamente com modelos numéricos de previsão, como por exemplo o Brams³, é possível obter medições de até 200 metros de altura.

A Figuras 5 ilustra os resultados obtidos através do modelo Brams, para medições de ventos a 100 e 200 metros, respectivamente, sendo complementada pela Figura 6, com as direções do mesmo, ao longo do território brasileiro.

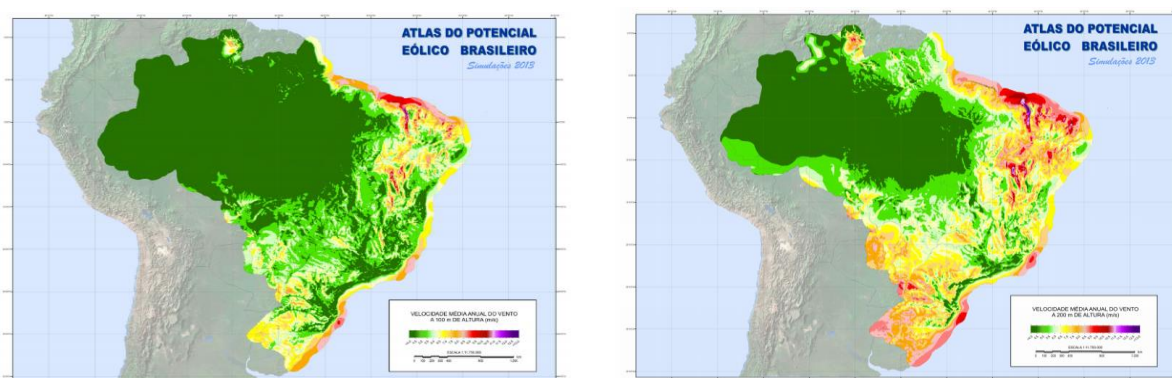


Figura 5 - Velocidade de vento: a) 100 metros de altura; b) 200 metros de altura

² Notas técnicas referente as instruções gerais para o cumprimento do Artigo 5º, inciso XII, parágrafo 8º da Portaria MME 211, que diz respeito às medições anemométricas e climatológicas a serem realizadas e enviadas à empresa pelos correspondentes vencedores do leilão de energia de reserva específico para a fonte (EPE, Instruções para as medições anemométricas e climatológicas do Leilão de Energia de Reserva 2009).

³ Brams é o modelo numérico para previsão numérica de tempo e clima desenvolvido pelo INPE a partir de um modelo desenvolvido na década de 80 na Universidade Estadual do Colorado, o Rams (Regional Atmospheric Modeling System), que é uma ferramenta flexível e de código aberto para modelagem e previsão de fenômenos atmosféricos (CEPEL 2017).



Figura 6 - Direções de vento

Fonte: (CEPEL 2017)

Com posse deste material, cria-se a possibilidade de perceber as regiões de melhores potenciais tanto em velocidade, quanto em direção.

Destacam-se a região Nordeste, Sul e parte da zona costeira da região Sudeste, explicando a maior incidência de implantação de parques eólicos nesses locais.

Para o estudo de caso, houve necessidade de utilização dos dados numéricos sobre velocidades e direções de uma localização específica; sendo assim, foi selecionada a região de Paulo Afonso ao nordeste do estado da Bahia.

2.4 CARACTERÍSTICAS DO VENTO

O vento se origina através da força da radiação solar, pois com o aquecimento desigual da superfície terrestre, são gerados centros de pressões diferente e, conseqüentemente, o movimento das massas de ar do centro de alta para baixa pressão (PINTO 2012).

2.4.1 Perfil

Os ventos sofrem influência direta de diversos parâmetros do local, sendo importante o conhecimento quando se deseja estimar o regime de vento em uma determinada região (FADIGAS 2011). Os fatores que influenciam o perfil vertical do vento são: obstáculos, rugosidade do terreno e topografia.

Informações sobre esses fatores podem ser encontradas em mapas topográficos, imagens de satélite, visitas ao local, entre outros meios (FADIGAS 2011).

Segundo (MANWELL et al. 2004 apud FADIGAS 2011), para estudos de aproveitamento energético dos ventos, dois modelos matemáticos são usualmente utilizados para representar o perfil: lei da potência e lei logarítmica.

A lei de potência se baseia em estudos da camada limite sobre uma placa plana, sendo o modelo mais simples, e conseqüentemente não muito apurado em seus resultados. A lei de potência para estimar a velocidade em uma altura, tendo algum ponto de referência conhecido, é expressa por:

$$V = V_r * \left(\frac{H}{H_r}\right)^n \quad (1)$$

Em que:

V – Velocidade na altura desejada [m/s];

V_r – Velocidade na altura de referência [m/s];

H – Altura desejada [m];

H_r – Altura de referência [m];

n – Fator de rugosidade do terreno [adimensional].

O fator de rugosidade n do terreno possui ligação direta com a composição do local estabelecido, não só pela natureza do terreno, como também temperatura, estação do ano, hora do dia (FADIGAS 2011). Este tipo de equação é eficaz, pois em casos que a instalação do cubo do rotor não for da mesma altura dos ventos para qual se conhece a velocidade, pode-se utilizar a fórmula para simular e obter a velocidade desejada. A Tabela 1 exemplifica o coeficiente n para alguns tipos de superfícies. Um fator n maior, ou seja, com mais incidência de obstáculos,

implica em uma velocidade de ventos que sofre redução na velocidade conforme escoa pelo terreno.

Tabela 1 - Fator de rugosidade conforme terreno

Descrição do terreno	Fator n
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22-0,24
Áreas residenciais	0,28-0,40

Fonte: (FADIGAS 2011)

O outro modelo comumente usado é o baseado na lei logarítmica, sendo este mais complexo e realístico, pois considera-se que o escoamento na atmosfera é altamente turbulento (TROEN 1989, apud FADIGAS 2011). A lei logarítmica possui equações para determinar velocidades para baixas alturas e alturas acima de 50 metros, e assim, como a lei de potência, possui uma expressão pela qual é possível estimar a velocidade a uma dada altura, tendo como referência um ponto com velocidade e altura conhecidos:

$$V(z) = V(z_r) * \frac{\ln\left(\frac{z}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_o}\right)} \quad (2)$$

Em que:

$V(z)$ - Velocidade na altura desejada [m/s];

$V(z_r)$ – Velocidade na altura de referência [m/s];

z – Altura desejada [m];

z_r – Altura de referência [m];

z_o – Comprimento de rugosidade [m].

O comprimento de rugosidade z_o tem função similar do fator de rugosidade do terreno, baseado nas características do mesmo (FADIGAS 2011). A Tabela 2 mostra os valores de

comprimento de rugosidade em milímetros, sendo necessário a transformação para metros para aplicação da fórmula.

Tabela 2 - Comprimento de rugosidade conforme terreno

Descrição do terreno	z_o
Liso, gelo, lama	0,01
Mar aberto e calmo	0,20
Mar agitado	0,50
Neve	3,00
Gramado	8,00
Pasto acidentado	10,00
Campo em declive	30,00
Cultivado	50,00
Poucas Árvores	100,00
Muitas árvores, poucos edifícios, cercas	250,00
Florestas	500,00
Subúrbios	1500,00
Zonas urbanas com edifícios altos	3000,00

Fonte: (FADIGAS 2011)

O estudo dos obstáculos é algo imprescindível para o projeto de instalação de turbinas eólicas, pois as suas existências causam turbulências, que geram desequilíbrio do perfil de escoamento dos ventos (Figura 7), chamado efeito de sombreamento⁴ (FADIGAS 2011), prejudicando a produção eficiente de energia, pois aumenta o risco de falha na operação das turbinas, devido a uma maior imposição aos esforços sobre ela.

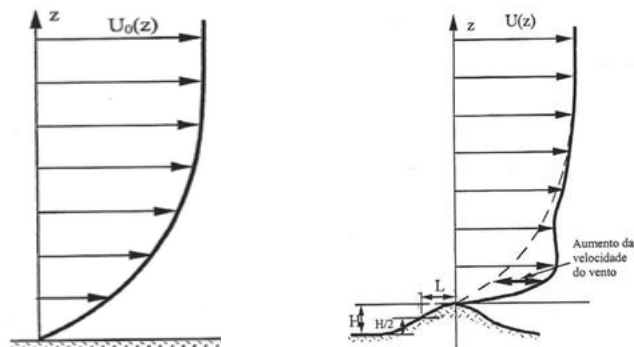


Figura 7 - Perfil de ventos: a) uniformes; b) turbulentos

Fonte: (FADIGAS 2011)

⁴ Representa o efeito gerado pelo aparecimento de obstáculo na região dos ventos, o tornando turbulento (FADIGAS 2011)

2.4.2 Comportamento

“A palavra vento rima com liberdade. A ciência busca caminhos para compreender essa rima. Por causa da natureza estocástica do vento, tais caminhos são como atalhos e não são triviais” (PINTO 2012).

A palavra estocástico, segundo o dicionário Michaelis, “Cujos resultados ou conclusões são determinados pelas variáveis aleatórias, segundo as leis da probabilidade”, em outras palavras, significa um evento que ocorre de maneira aleatória, como é o caso do vento. Uma das maneiras utilizadas para facilitar sua análise seria discretizar os dados e representa-los na forma de histogramas (PINTO 2012), possibilitando a visualização das principais incidências de velocidade, criando a base sobre regime eólico do local.

A distribuição de probabilidade pode ser feita de duas maneiras em estatística, por distribuição contínua e discreta.

A distribuição discreta, usualmente usada em método direto de análise dos dados ou método de classe de velocidades, analisa o comportamento pelos seguintes parâmetros: velocidade média, desvio padrão, densidade média de potência.

Primeiramente para o método de classes é levantado o número total de observações, N , somando-se todas as frequências de ocorrência f_j num dado intervalo, dado por:

$$f_j = \frac{\text{Número de ocorrências da classe}}{\text{Número total de ocorrências}} \quad (3)$$

$$N = \sum_{j=1}^I f_j \quad (4)$$

$$m_j = [V_{min} + (j - 1) * \Delta V] + \frac{1}{2} * \Delta V \quad (5)$$

Em que:

m_j = valor médio de cada intervalo;

ΔV = Diferença entre a V_j e V_{j-1} .

A seguir, é possível calcular a velocidade média V , desvio padrão σ_V e densidade de potência $\frac{P}{A}$ (potência que atravessa uma unidade de área perpendicularmente à direção de propagação) pelas seguintes fórmulas:

$$V = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^I m_j * f_j \quad (6)$$

$$\sigma_V = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left\{ \sum_{j=1}^I m_j * f_j - N \left\{ \frac{1}{N} * \sum_{j=1}^I m_j * f_j \right\}^2 \right\}} \quad (7)$$

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} * \rho * \frac{1}{N} * \sum_{j=1}^I m_j^3 * f_j \quad (8)$$

Para a distribuição contínua, será abordada a distribuição de Weibull, pois para o vento é a distribuição que mais se ajusta ao seu comportamento (PINTO 2012). A área formada por sua curva possui valor 1, que significa a probabilidade total do vento soprar a qualquer velocidade sobreposta por ela (CARNEIRO 2013). Outro valor importante que se extrai da curva é a mediana da distribuição, onde uma linha vertical é traçada, de forma que divide a área exatamente na metade, demonstrando que metade do tempo o vento sopra com velocidade inferior àquela da mediana, e a outra metade do tempo, superior (CARNEIRO 2013).

A função de densidade de probabilidade de Weibull calcula a probabilidade de ocorrência $P(v)$ determinada pela velocidade do vento v , expressa pela fórmula:

$$P(v) = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (9)$$

Dado que:

$P(v)$ – Probabilidade de ocorrência de uma velocidade [adimensional];

k – Fator de forma [adimensional];

c – Fator de escala [adimensional];

v – Velocidade escolhida [m/s].

A função basicamente depende da velocidade e de dois parâmetros “especiais”, o fator de forma k , sendo este o que define se a curva possui as amostras mais aglomeradas (k maior) ou espaçadas (k menor) na distribuição (FADIGAS 2011), e utilizando os parâmetros das equações (6) e (7) o calculamos pela fórmula:

$$k = \left(\frac{\sigma_V}{V} \right)^{-1.086} \quad (10)$$

Usualmente nas aplicações, quando imposto o valor de k , é adotado o valor 2, pois a função de Weibull incorpora a mesma função da distribuição de Rayleigh⁵ (CARNEIRO 2013), a Figura 8 mostra como o fator de forma influencia na curva de distribuição.

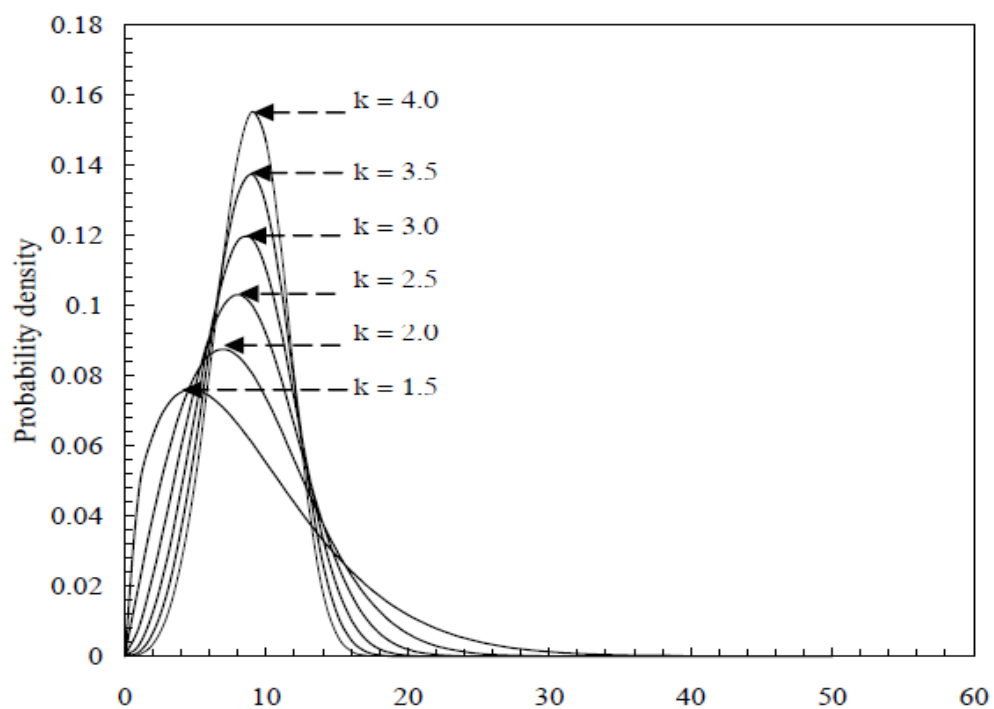


Figura 8 - Distribuição de Weibull variando apenas o fator de forma k

Fonte: (MATHEW 2006)

⁵ Distribuição de probabilidade contínua para variáveis aleatórias de valor não negativo. É essencialmente uma distribuição com dois graus de liberdade.

O outro parâmetro, o fator de escala c , é o responsável por direcionar a distribuição para valores de velocidade maiores, caso o mesmo seja grande também (PINTO 2012), e vice-versa, tendo um comportamento diretamente proporcional com a velocidade, mostrado na equação:

$$c = \frac{V}{\Gamma * (1 + 1/k)} \quad (11)$$

Em que:

c – Fator de escala;

V – Velocidade média [m/s];

Γ – Função Gamma;

k – Fator de forma [adimensional].

Após calcular os parâmetros necessários para a função de probabilidades de Weibull (9), pode-se obter os pontos para traçar a curva da mesma, e avaliar o comportamento dos ventos.

2.4.3 Potencial

O movimento de ar ou a energia cinética presente nele é o que denomina-se de energia eólica. Um dos desafios num primeiro momento é entender a natureza estocástica do vento, afim de se extrair a energia presente nele (PINTO 2012) e utilizar-se em prol da geração de energia elétrica.

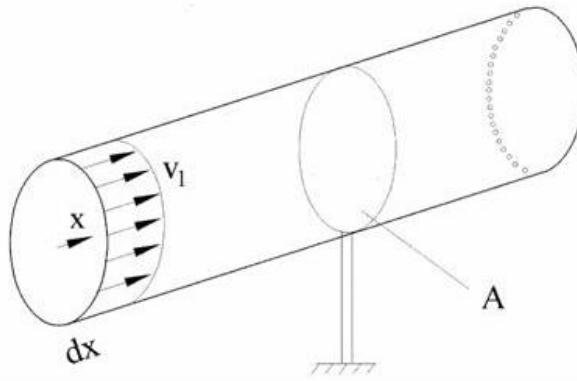


Figura 9 - Representação do fluxo de ar numa dada área A

Fonte: (CRESESB, Energia e Potência Extraída do Vento 2008)

Dado um cilindro (Figura 9) de área transversal A , e toda a quantidade de ar que se desloca numa dada velocidade v atravessa perpendicularmente esta base. A massa de ar que ultrapassa o cilindro é representada por m . Partindo da expressão da energia cinética de um corpo:

$$E_c = \left(\frac{1}{2}\right) * m * v^2 \quad (12)$$

Caso se avalie como a energia cinética varia ao longo do tempo, tem-se a sua potência. Para isso, é calculado a taxa de variação da função de energia cinética em relação ao tempo, como na expressão:

$$P_v = (\partial E_c / \partial t) = \frac{m * v^2}{2} \quad (13)$$

Tendo em vista a aplicação da potência no contexto eólico, substitui-se m por $\rho * v * A$ na expressão (13), resultando em:

$$P_v = \left(\frac{1}{2}\right) * \rho * A * v^3 \quad (14)$$

Com posse desta equação já é possível fazer uma boa análise sobre o fluxo de potência eólico, sendo que pode-se modificá-la de modo a obter a densidade de potência P_v disponibilizada em uma dada área A :

$$\frac{P_v}{A} = \left(\frac{1}{2}\right) * \rho * v^3 \quad (15)$$

Em que:

P_v – Potência disponível do vento [W];

m – Fluxo de massa de ar [kg/s];

ρ – Massa específica do ar [kg/m³];

A – Área da seção transversal do cilindro ou de varredura das pás [m²];

v – Velocidade do vento [m/s];

E_c – Energia cinética do vento [joules/s];

$\frac{P_v}{A}$ – Densidade de Potência [W/m²].

Observando-se a equação (15), nota-se que a potência eólica varia com o cubo da velocidade do vento, o que denota a importância capital desta variável na análise e projeto de parques eólicos.

2.5 AEROGERADORES

Os sistemas de conversão de energia eólica, antigamente chamados de “moinhos”, e utilizados na função de moer grãos ou bombeamento de água, nos dias atuais possuem diversas formas, desenhos, tamanhos, com o intuito de capturar a energia cinética proveniente dos ventos e convertê-la em energia elétrica. Os aerogeradores são maquinários com rotores aerodinâmicos e eficientemente desenvolvidos em relação a geração, transmissão e regulação de seus componentes (MATHEW 2006). A potência nominal é principalmente influenciada pelo tamanho do rotor, ou seja, quanto maior o seu diâmetro, maior será a potência gerada por ele.

As turbinas podem ser subdivididas em dois grandes grupos, as de eixo horizontal (HAWT)⁶ e de eixo vertical (VAWT)⁷. Com eixo vertical, a captação de vento poder ser feita de qualquer direção sem a necessidade de um mecanismo que mude o curso e sua manutenção é facilitada pela proximidade com o solo, tendo destaque o modelo Darrieus (FADIGAS 2011). Por outro lado, as de eixo horizontal são as de maiores potências geradas por sua grande altura do cubo do rotor, controle de velocidade, perpendicularidade ao vento incidente, etc (PINTO

⁶ Horizontal axis wind turbine

⁷ Vertical axis wind turbine

2012). A Figura 10 descreve como se estrutura uma turbina eólica do tipo mais comum, que são as de eixo horizontal e interligada à rede (CASTRO 2009).

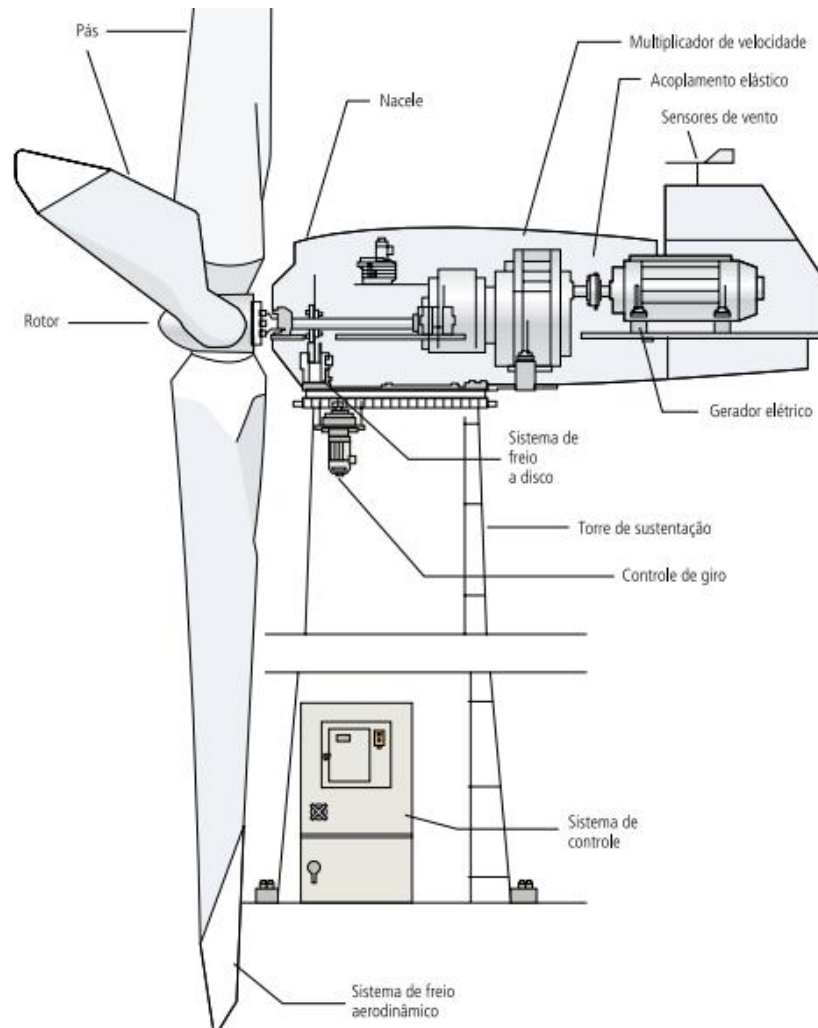


Figura 10 - Esquema de aerogerador de eixo horizontal convencional

Fonte: (ANEEL, Energia Eólica s.d.)

O desenvolvimento destes componentes citados anteriormente é a principal razão pelo crescimento das turbinas, não tendo em vista apenas o porte do equipamento, mas também o custo de implantação dos mesmos.

O aerogerador pode ser dividido basicamente em 3 partes: rotor, nacelle e torre.

2.5.1 Rotor

As pás são o principal elemento que compõe o rotor, responsáveis pela captação da energia cinética dos ventos. O formato e o ângulo de ataque em das hélices em relação à direção do vento são determinantes no processo (CASTRO 2009).

Para o posicionamento do rotor na torre, é possível a instalação *upwind* ou *downwind*, sendo a montante ou a jusante da torre, respectivamente. A opção a montante tem o benefício de possuir o vento incidente não perturbado; já a opção a jusante tem a vantagem de permitir o auto alinhamento do rotor perante a direção do vento incidente (CASTRO 2009), porém a torre tende a causar turbulências no vento, o que faz esta segunda opção menos usual.

O número de hélices no rotor é algo relevante, visto que existem rotores de 1 ou 2 pás, convenientes em plantas *offshore*⁸, funcionam de maneira mais rápida em seu movimento circular quando comparado com o principal rotor de 3 pás, mas em contrapartida gera vibrações e ruídos indevidos, além de não serem visualmente aceitos (MATHEW 2006). Por outro lado, um número superior de pás garante uma maior solidez⁹ do rotor, melhorando a energia capturada por ele, no entanto a relação de custo e peso por benefício acrescido de potência não é vantajoso (CASTRO 2009).

Diversos materiais são colocados em questão para fabricação dos rotores, na busca de conciliar elementos como: peso, robustez, resistência à fadiga e custo. As lâminas podem ser produzidas por madeira ou aço quando feitas em proporções menores, pois não são submetidas a grandes esforços. Para rotores de grande porte, a tecnologia testada atualmente é a fibra de carbono, com alta resistência à fadiga, peso reduzido, possibilidade de moldá-la para melhora do desempenho, mas ainda o custo é o mais elevado em comparação aos outros materiais (MATHEW 2006).

Uma importante função no processo de geração de energia eólica que as pás desempenham, é o controle de velocidade. Antigamente era usual o controle estol¹⁰ que parte do princípio de fixar as pás em um ângulo de passo, e caso submetida à uma velocidade acima da sua nominal, faz com que o escoamento no entorno da pá se modifique de maneira a reduzir as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto, causando a geração de potência

⁸ *Offshore* são plantas eólicas situadas no mar;

⁹ solidez descreve a fração da área varrida pelo giro das pás que é sólida, ou seja, é a razão entre a área sólida das pás e a área total formada pelo giro destas (FADIGAS 2011);

¹⁰ *Stall*;

similar a um sinal subamortecido. O controle de passo¹¹, parte do mesmo princípio de ângulo de passo do estol, porém suas pás possuem movimento ao longo de seu eixo longitudinal que as permite ajustar o ângulo conforme a velocidade do vento, ou seja, a potência com ventos acima da velocidade nominal é sempre a mesma (CRESESB, Tipos de Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica 2008). Importante ressaltar que os aerogeradores possuem um limite de velocidade¹² para sua própria segurança, cessando a produção caso seja ultrapassado.



Figura 11 - Controle de velocidade: a) passo; b) estol

Fonte: (CRESESB, Tipos de Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica 2008)

A Figura 11 ilustra as curvas de potência da turbina para ambos os controles de velocidade.

2.5.2 Nacele

A nacele é a estrutura situada ao lado do rotor e em cima da torre onde estão contidos os equipamentos de conversão, como gerador, a caixa de acoplamento, sistema de direção, e medidores de velocidade (anemômetro) e direção (biruta) dos ventos sobre sua carcaça, para monitoramento do desempenho da turbina. Usando um sistema de controle existe a possibilidade de supervisão e controle remotamente do sistema, via telefonia ou rádio (PINTO 2012).

¹¹ Pitch;

¹² Cut-off.

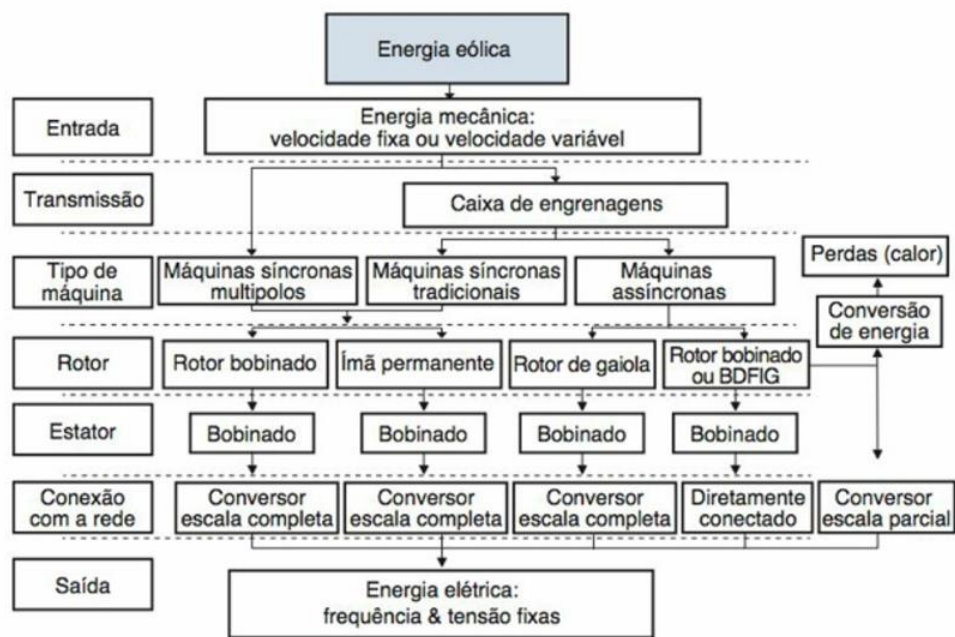


Figura 12 - Mapa do trajeto de geração eólica

Fonte: (BLAABJERG 2006 apud PINTO 2012)

A Figura 12 exemplifica as combinações possíveis que o aerogerador pode ser montado, desde a entrada de vento nos rotores até a saída para rede em CA ou CC, sendo que em CC é necessário o uso de um conversor de potência na interface com a rede (FADIGAS 2011).

A posição do gerador e a caixa de engrenagens pode apresentar diversas configurações para transmitir a potência, dentre elas se destacam seis maneiras como mostra a Figura 13.

- A configuração padrão 1, tendo o gerador e a caixa de engrenagens no interior da nacelle, fazendo com que a transmissão mecânica tenha um caminho reduzido, resolvendo problemas de natureza dinâmica mais facilmente, apesar de criarem problemas de difícil acessibilidade a nacelle para eventuais manutenções, sustentação pela torre para todos os componentes;
- A configuração 2 com o gerador verticalmente na cabeça da torre, deixa a transmissão de potência para a base da torre mais fácil, porém a caixa de engrenagens se torna complexa e o torque passa a ter uma componente ao redor do eixo vertical, o que dificulta o processo de frenagem rápida do sistema;
- A configuração 3 com o gerador na base da torre, a fim de se diminuir o peso sobre ela, porém possuir os dois componentes na base faz com que a torre a torre inteira sofra com o alto torque do eixo de baixa velocidade do rotor.

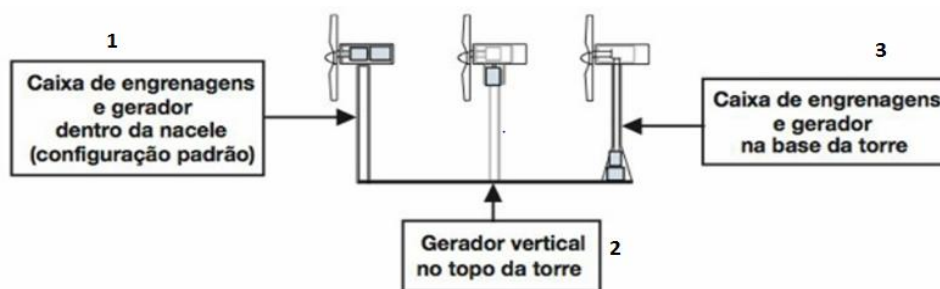


Figura 13 - Configurações possíveis de gerador e caixa de engrenagens

Fonte: (PINTO 2012)

2.5.3 Torre

A torre é o elemento principal de sustentação do aerogerador, suportando o rotor e a nacela no patamar de altura desejado (MATHEW 2006).

Existem basicamente três tipos de torres (Figura 14) usadas: de treliças, aço tubular e híbridas.

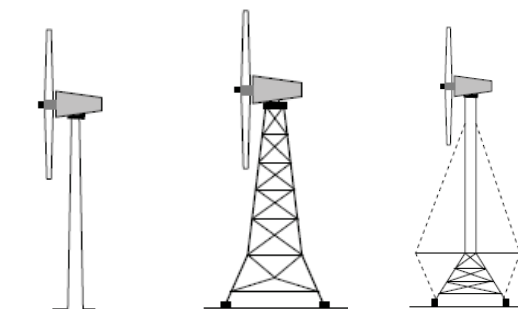


Figura 14 - Tipos de torre: a) aço tubular; b) treliçada; c) híbrida

Fonte: (MATHEW 2006)

As torres treliçadas tem como vantagem o custo, podendo custar até US \$25.000 a menos do que uma torre tubular, porém sua estética visual, aumento da mortalidade de aves, dificuldades para manutenção, a fazem ser pouco usual nas plantas atuais (MATHEW 2006).

Em contrapartida, vemos as torres tubulares, que conseguem diminuir os malefícios citados para as torres treliçadas, a montagem se dá por meio encaixes das seções tubulares de maneira simples, todavia a logística de transporte e custo ainda não são os almejados.

A busca por melhores condições de custo benefício deu-se pela origem das torres híbridas. Sua composição mescla combinações de materiais como treliças, concreto, aço tubular, cabos de aço, a fim de desenvolver empreendimentos confiáveis e eficientes de forma mais rentável. Outro exemplo que poder ser explicitado é a combinação de treliças, tubular e cabos, visto que as treliças compoem a base do aerogerador, o aço tubular na parte superior juntamente com os cabos dando sustentação, é possível diminuir o diâmetro da parte tubular, assim melhorando a parte do transporte anteriormente, porém o custo se eleva (MATHEW 2006).

2.6 CAPTAÇÃO DE ENERGIA DO AEROGERADOR

Tal relação pode ser medida através do coeficiente de potência (17) que relaciona a potência fornecida pela turbina eólica (Pe) e a potência disponível no vento (16), sendo:

$$Pe = 0,5 * \rho * A * v^3 * Cp \quad (16)$$

$$Cp = \frac{Pe}{Pv} \quad (17)$$

ρ – Densidade do ar [kg/m³];

A – Área varrida pelas pás [m²];

v – Velocidade do vento [m/s].

Este coeficiente tem por finalidade mostrar o quanto da energia mecânica do vento não perturbado é transformada em energia mecânica para movimento das pás do aerogerador (FADIGAS 2011). Um físico chamado Albert Betz realizou um experimento que simulava o comportamento de uma turbina a passagem de vento, demonstrando que o valor máximo do coeficiente seria na ordem de 16/27 ou 0,593, caso a relação de velocidade V_2 de saída sobre a velocidade V_1 de entrada no aerogerador fosse 1/3 (MANWELL et al. 2004 apud FADIGAS

2011). A Figura 15 ilustra o comportamento ideal da curva de C_p com a razão das velocidades V_1/V_2 .

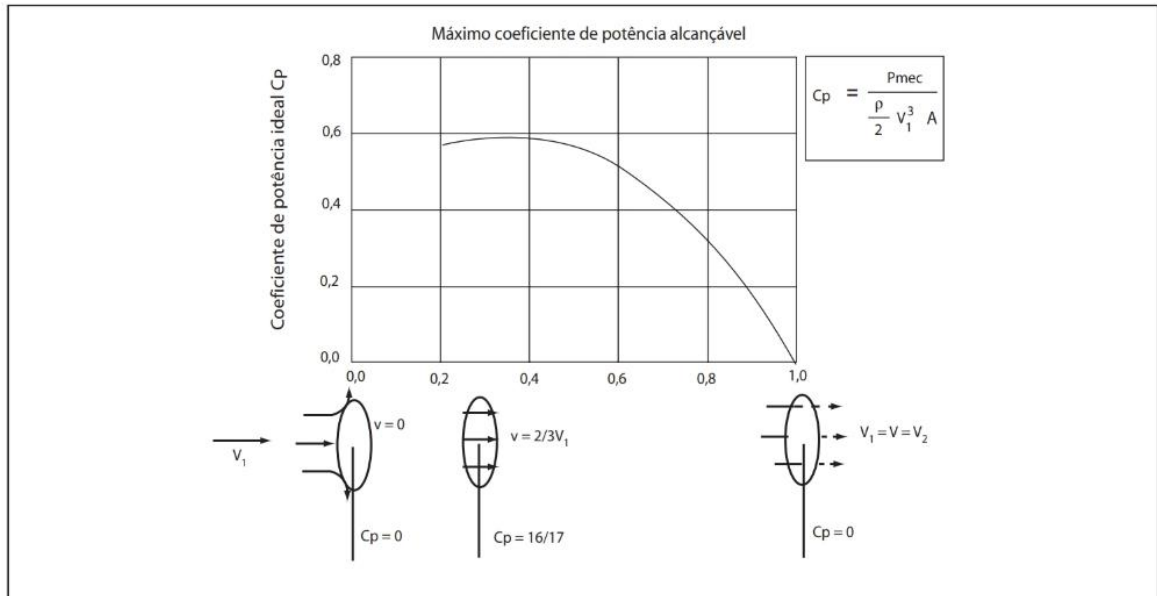


Figura 15 - Gráfico do coeficiente de potência ideal

Fonte: (FADIGAS 2011)

3 CASO DE ESTUDO:

CARACTERIZAÇÃO DO

LOCAL E DOS VENTOS

Este capítulo tem o objetivo de descrever como foi desenvolvido o estudo de caso de maneira detalhada, tendo como base o referencial teórico exposto no capítulo anterior. Dessa forma, apresenta-se desde o processo para obtenção dos dados de entrada do local designado, determinação do local apropriado a ser implantado o parque na região de Paulo Afonso, manipulação dos mesmos por processos de amostragem e distribuições estatísticas para análises de comportamento, e direções predominantes de incidência.

3.1 LOCAL DE ESTUDO

A pacata cidade de Paulo Afonso (09° 24' 28" S 38° 13' 19" O), com cerca de 117 mil habitantes, teve seu início com os bandeirantes portugueses que adentraram o território e logo perceberam a abundância de águas e terras, fazendo-os permanecerem e povoarem a região (Prefeitura de Paulo Afonso s.d.).

Uma das características que destacaram a cidade é a implantação da primeira usina hidrelétrica subterrânea brasileira, possuindo turbinas instaladas a 80 metros de abaixo do nível do rio São Francisco (Prefeitura de Paulo Afonso s.d.). Seguindo nesta linha de geração renovável, o local apresenta outro fator muito interessante, que são os ventos. As correntes de ar possuem velocidades e direções de incidência consideradas com alto potencial para energia eólica, justificando o interesse para estudo.

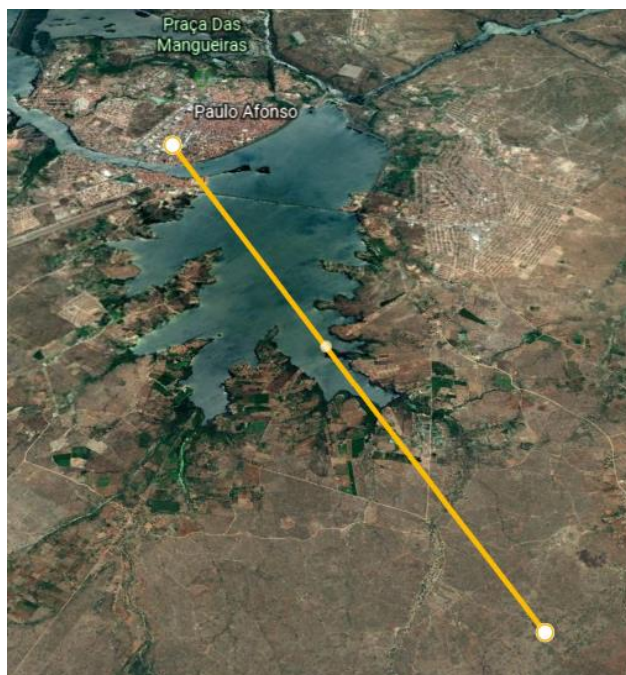


Figura 16 - Localização do parque eólico

Fonte: Próprio autor

A Figura 16 mostra a região central de Paulo Afonso, em relação ao local a ser implantado o parque eólico, visto que a localização se apresenta a 10 km.

O local apresenta um relevo predominante de planaltos e depressões, estando a 283 metros acima do nível do mar. Por possuir clima tipo BSh (Koppen) semi-árido, a cidade

convive com temperaturas médias de 30 graus, e, consequentemente, sua vegetação é a caatinga, com pequenas árvores e arbustos espaçados pelo terreno (Prefeitura de Paulo Afonso s.d.), contribuindo para uma baixa rugosidade da região. No entorno não possuem elevações próximas que poderiam vir a tornar o vento turbulento.

Procurou-se uma localização que tivesse vias de acesso para transporte de materiais e trabalhadores do empreendimento, e uma proximidade com as subestações de Paulo Afonso, que no caso da região central da cidade existem duas, sendo o destaque a de Paulo Afonso IV, de modo a viabilizar facilmente a introdução de energia à rede. Todas elas são conectadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN, com linhas de transmissão de 500 e 230 kV, em vermelho e verde, respectivamente, conforme ilustra a Figura 17.

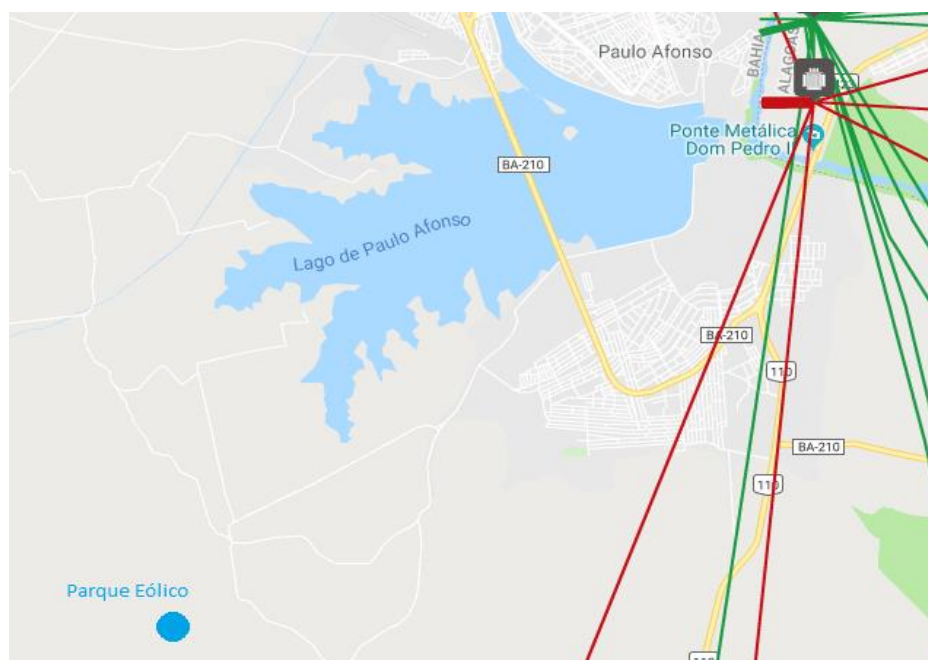


Figura 17 - Vista do parque eólico e linhas de transmissão próximas

Fonte: (ONS 2019)

Outro fator importante a ser levado em conta na instalação do parque, é em relação às áreas de avifauna, pois quanto mais próximos os aerogeradores estiverem de áreas de migração, repouso, alimentação de aves, maior será a probabilidade delas sofrerem um contratempo (ATIENZA, FIERRO e INFANTE 2008). A principal adversidade causada está relacionada com a colisão das aves com as turbinas e estruturas associadas, sendo que aves que migram em períodos noturnos sofrem mais influência por serem atraídas por luzes e de locais para pouso,

expressando um número superior de mortes para esse grupo (DREWITT & LANGSTON 2008 apud ICMBio 2014). Para diminuir drasticamente as chances deste revés, a área de Paulo Afonso se localiza ao nordeste do estado baiano, local que não possui nenhuma grande aglomeração de avifaunas migratórias, tendo como locais de risco localizados principalmente ao sul ou zona costeira, como: Cacha Pregos, Camamu, Paramirim, Mangue Seco e Parque Nacional Marinho dos Abrolhos (ICMBio 2014), ilustrados na Figura 18.

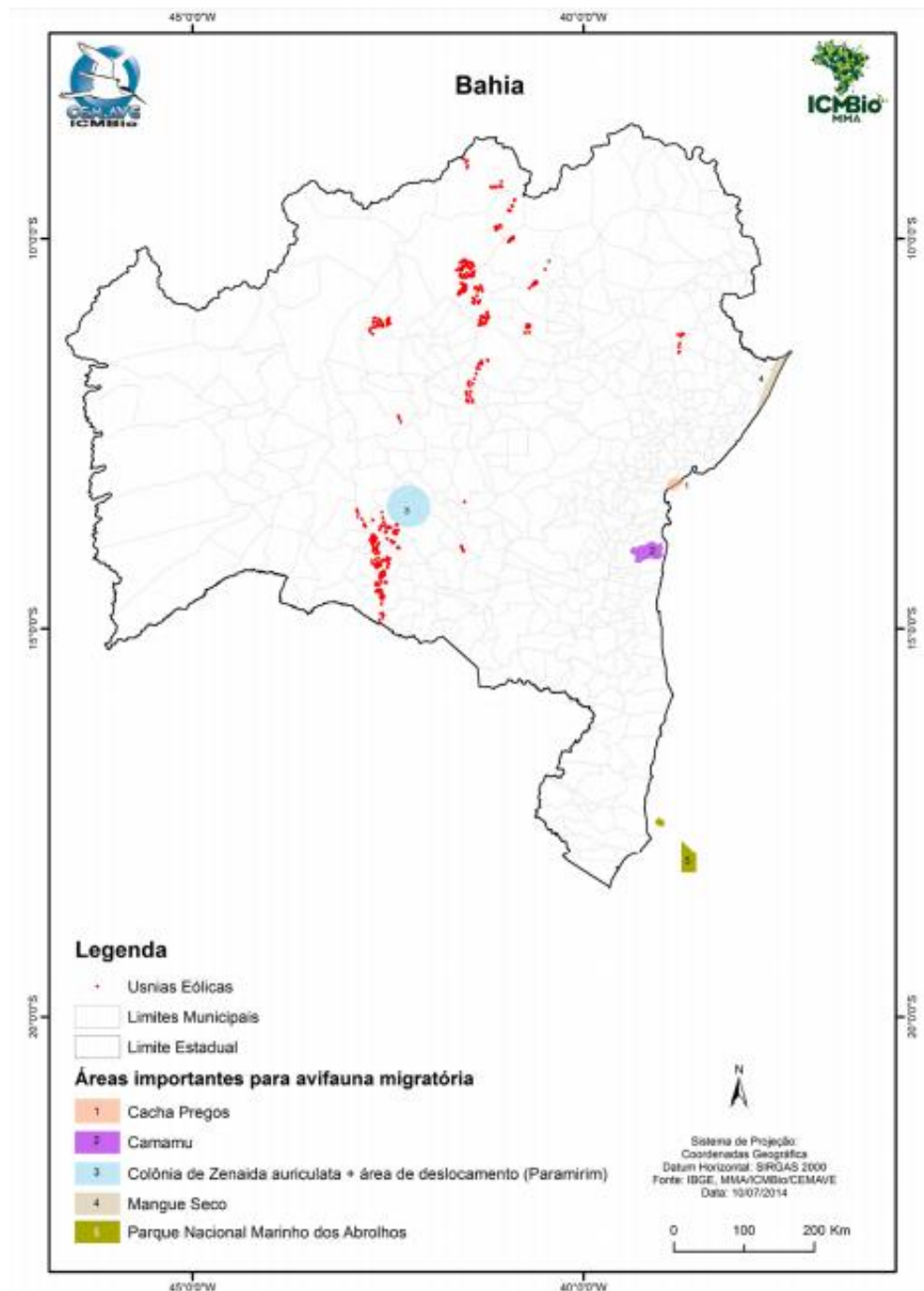


Figura 18 - Avifauna migratória do estado da Bahia

3.2 REGIME DE VENTOS

Para o presente trabalho, foram utilizadas medições de anemômetros localizados no Aeroporto de Paulo Afonso, que foram coletados pelo software *Wolfram Alpha*¹³ e tratados para a altura de 100 metros, com uma amostra hora a hora de 1937 até 2017, sendo este memorial de dados realizado por uma dupla de estudantes da Universidade Presbiteriana Mackenzie para seu trabalho acadêmico e cedido para o desenvolvimento do projeto (SANTOS e MODESTO 2018).

A necessidade de um intervalo tão amplo tem ligação direta com a confiabilidade do projeto, pois uma amostra pequena pode não levar em conta eventuais periodizações, que acarretam em previsões equivocadas. A Figura 19 demonstra que em grande parte dos anos o comportamento dos ventos possui uma regularidade, porém percebe-se exemplos discrepantes, como o ano de 2000 com um rendimento elevado, e o de 2009 que apresentou um rendimento abaixo da média.

¹³ Mecanismo de conhecimento computacional, sendo utilizado para responder às perguntas diretamente, através do processamento da resposta extraída das bases de dados estruturados.

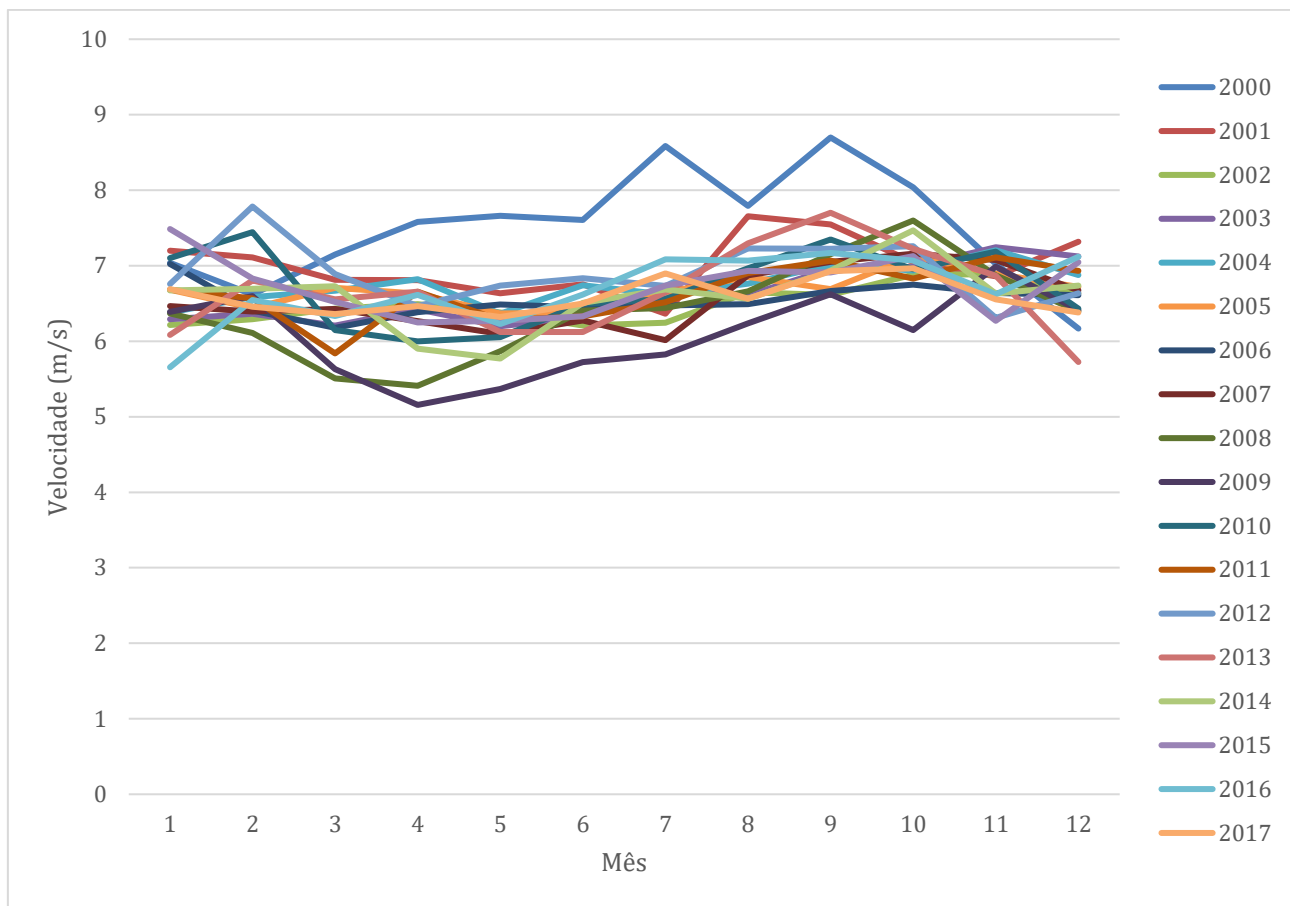


Figura 19 - Comportamento dos ventos ao longo dos anos

Fonte: Próprio autor

O período selecionado foi do ano 2000 a 2017 tendo em vista que existem variações temporais das velocidades dos ventos como: variações interanuais, sazonais, diárias e de curta duração. Este espaço de tempo amplo já ultrapassa o recomendável de cinco anos de medições (FADIGAS 2011), apresentando um grau de confiabilidade elevado. E, partindo desse pressuposto, foram levantadas informações sobre esses dados.

3.2.1 Velocidades

As medições adquiridas da região foram tratadas para uma altura de cem metros de altura, como citado anteriormente, e possuindo os dados pode-se estudar o comportamento das correntes de ar no tempo.

A velocidade dos ventos fica entorno de 7-9 m/s quando avaliado ao longo do dia, tendo uma regularidade expressiva, descrito na Figura 20 e Tabela 3.

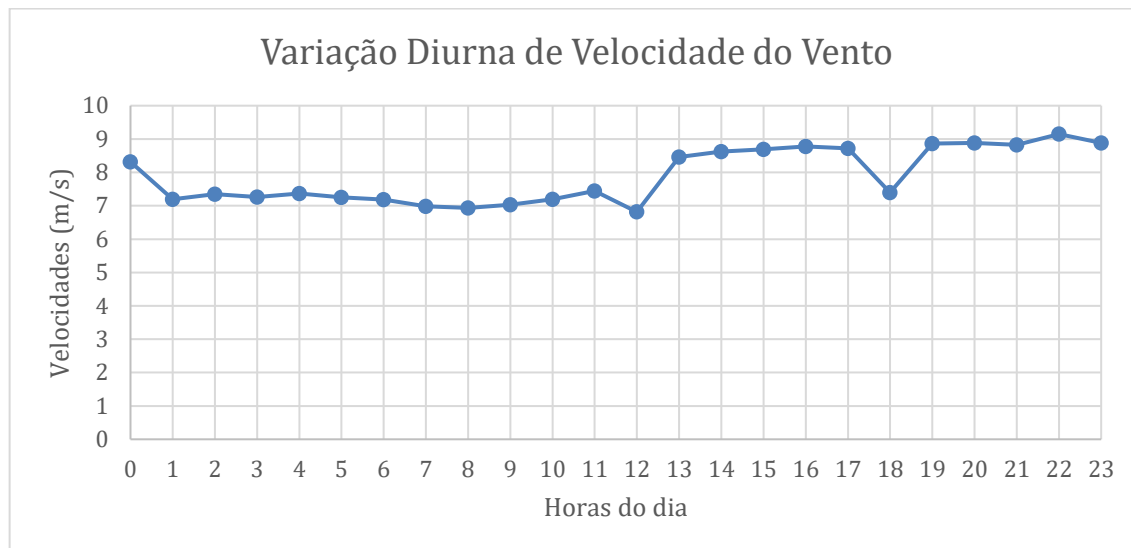


Figura 20 - Variação diária do vento

Fonte: Próprio autor

Tabela 3 - Médias anuais de velocidade do vento

Ano	Velocidade Média
2000	8,870829284
2001	8,29525243
2002	7,684391494
2003	7,834663872
2004	7,985033489
2005	7,902803603
2006	7,746658257
2007	7,767998591
2008	7,572734297
2009	7,208562317
2010	7,957080932
2011	7,859986968
2012	8,170591173
2013	7,870316313
2014	7,820527577
2015	7,958765198
2016	7,901561766
2017	7,799051004
Global	7,900378254

Fonte: Próprio autor

Foi-se filtrado ano a ano os valores das velocidades captadas ao longo dos anos, como ilustra a Tabela 3, tendo como valor global médio ventos com **7,9 m/s** em Paulo Afonso. Conforme visto na Figura 19, foram destaques positivo e negativo, os anos de 2000 e 2009, respectivamente, e comprovados pelos dados apresentados na Tabela 3.

3.2.2 Distribuição

Com a distribuição de Weibull como ferramenta eficiente para se notar o regime dos ventos, primeiramente discretizou-se as amostras de vento por meio das equações (3), (4) e (5), obtendo-se os dados da Tabela 4.

Tabela 4 - Aplicação do método de classes

j (nº intervalo)	fj (numero de observações)	Fr (%)	Velocidade [m/s]	mj (Média da Velocidade) [m/s]	mj ^2	fj x mj	fj x mj^2	fj x mj^3
1,00	-	-	-	0,5	0,25	-	-	-
2,00	-	-	1,00	2,0	4,00	-	-	-
3,00	1,00	0,0001929	2,00	3,0	9,00	3,00	9,00	27,00
4,00	11,00	0,0021219	3,00	4,0	16,00	44,00	176,00	704,00
5,00	96,00	0,0185185	4,00	5,0	25,00	480,00	2.400,00	12.000,00
6,00	480,00	0,0925926	5,00	6,0	36,00	2.880,00	17.280,00	103.680,00
7,00	1.754,00	0,3383488	6,00	7,0	49,00	12.278,00	85.946,00	601.622,00
8,00	1.425,00	0,2748843	7,00	8,0	64,00	11.400,00	91.200,00	729.600,00
9,00	799,00	0,1541281	8,00	9,0	81,00	7.191,00	64.719,00	582.471,00
10,00	341,00	0,0657793	9,00	10,0	100,00	3.410,00	34.100,00	341.000,00
11,00	133,00	0,0256559	10,00	11,0	121,00	1.463,00	16.093,00	177.023,00
12,00	82,00	0,0158179	11,00	12,0	144,00	984,00	11.808,00	141.696,00
13,00	44,00	0,0084877	12,00	13,0	169,00	572,00	7.436,00	96.668,00
14,00	12,00	0,0023148	13,00	14,0	196,00	168,00	2.352,00	32.928,00
15,00	2,00	0,0003858	14,00	15,0	225,00	30,00	450,00	6.750,00
16,00	2,00	0,0003858	15,00	16,0	256,00	32,00	512,00	8.192,00
17,00	1,00	0,0001929	16,00	17,0	289,00	17,00	289,00	4.913,00
18,00	-	-	17,00	18,0	324,00	-	-	-
19,00	1,00	0,0001929	18,00	19,0	361,00	19,00	361,00	6.859,00

Fonte: Próprio autor

A partir disso, efetuou-se a montagem de um histograma no qual foram alocadas as amostras de todas as medições em categorias de velocidades por frequência de ocorrência no local. A partir desses dados, calculou-se a velocidade média, desvio padrão, e a densidade de potência pelas equações (6), (7) e (8), obtendo-se os resultados de 7,90 m/s, 1,48 m/s e 356,86 W/m², respectivamente (Tabela 5).

Tabela 5 - Parâmetros de avaliação de comportamento dos ventos

Soma ($f_j \times m_j$)	40.971,00
Soma f_j (N)	5.184,00
Velocidade Média (V)[m/s]	7,90
Soma ($f_j \times m_j^2$)	335.131,00
Desvio Padrão (σ)[m/s]	1,48
Massa Específica (ρ)[kg/m ³]	1,30
Soma ($f_j \times m_j^3$)	2.846.133,00
Densidade Média de Potência (P/A) [W/m ²]	356,86
K de Weibull	6,18
C de Weibull	8,51

Fonte: Próprio autor

Com a distribuição de Weibull, calculada a partir da equação (9), traçou-se a curva e compará-la com o histograma, a fim de entender o comportamento dos ventos da região, conforme Figura 21.

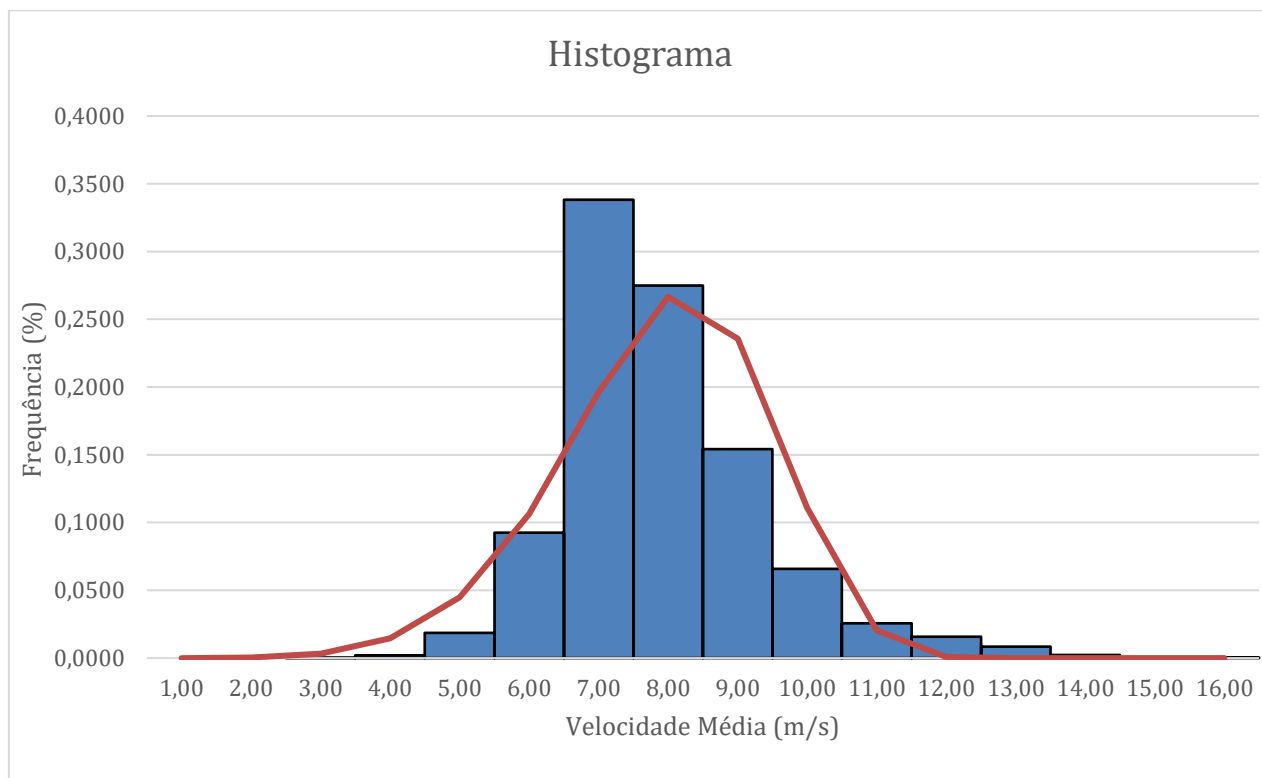


Figura 21 - Histograma e distribuição de Weibull

Fonte: Próprio autor

Como pode-se perceber, os ventos possuem um caráter demasiadamente contínuo nas velocidades centrais do gráfico, e a distribuição acompanha de maneira correta este comportamento. Os parâmetros fator de forma e de escala calculados pelas equações (10) e (11) apresentam valores 6,18 e 8,51, respectivamente (Tabela 5). Os resultados são coerentes, pois um fator de forma de alto valor representa uma distribuição concentrada, seguido de um fator de escala alto que remete a velocidades máximas altas, com a curva deslocada mais para a direita (CARNEIRO 2013).

O gráfico ilustrado na Figura 22 mostra a frequência acumulada dos ventos conforme sua velocidade, podendo se inferir que em aproximadamente 90% do tempo, o local fica submetido a rajadas de 5 a 8 m/s.

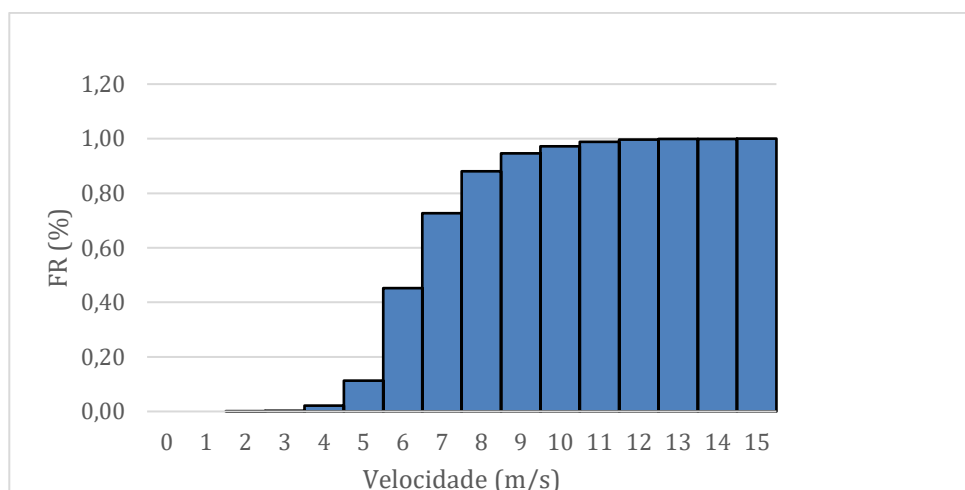


Figura 22 - Gráfico da frequência acumulada

Fonte: Próprio autor

3.2.3 Direções

As direções advindas dos ventos são captadas por meio de sensores, em sua maioria em formato de leme e acoplado a um eixo vertical (Figura 23). A direção é observada pela posição do leme em relação ao ponto fixo de referência sendo registrada de forma elétrica ou mecânica.



Figura 23 - Equipamento de medição

Fonte: (FADIGAS 2011)

Foi obtido através do site do Instituto de Meteorologia - InMet, dados de medição de direção hora a hora da região de Paulo Afonso para o período já delimitado de 2000 a 2017. A rosa dos ventos é a maneira comumente usada para representar informações do vento, como direção e velocidade, de formas combinadas.

Com posse dos dados, realizou-se a montagem da rosa dos ventos pelo software *Excel*, como mostra a Figura 24.

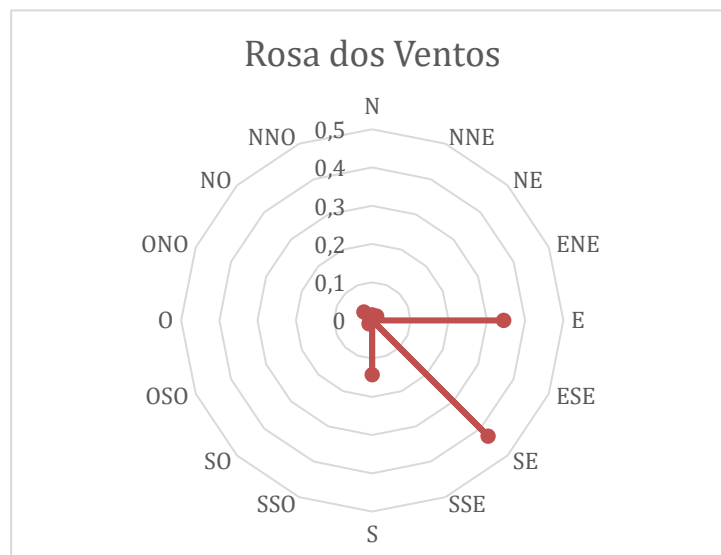


Figura 24 - Rosa dos ventos de Paulo Afonso

Fonte: Próprio autor

O gráfico representa que as direções predominantes em Paulo Afonso são: Sudeste, Leste e Sul, sendo as outras insignificantes em relação a elas.

Direcionar o aerogerador de maneira correta ao vento é não só um fator essencial para o processo de geração de energia, pois suas pás rotacionarão com maior velocidade, mas também para a vida útil do mesmo, tendo em vista que ventos mal direcionados ou turbulentos causam esforços mecânicos indesejados em suas estruturas (CASTRO 2009).

4 PREVISÃO DE PRODUÇÃO

Nesta seção será desenvolvido o processo de *Micrositing*, consolidando a planta do parque eólico. Com isso, é possível realizar as previsões de geração, utilização de softwares, e estudo de viabilidade técnico econômica, a fim de indicar se o projeto é ou não factível, a partir de seus resultados.

Após todas as etapas de caracterizações dos ventos locais, realizou-se o estudo que visa quantificar a variabilidade, em pequena escala, dos recursos eólicos da região de interesse (FADIGAS 2011), chamado popularmente de *Micrositing*. Neste momento, foram definidos os maquinários adequados para o parque, potência instalada, o layout da planta, previsões de geração, fator de capacidade, entre outros pontos importantes para a consolidação do estudo do empreendimento.

4.1 DEFINIÇÃO DE AEROGERADOR

Para a implantação do parque eólico em Paulo Afonso, buscou-se um modelo de aerogerador que fosse compatível com o regime de ventos da região.

General Eletric, Siemens-Gamesa, Goldwind, entre outras empresas do ramo eólico, são alternativas de fabricantes que já atuam no mercado brasileiro, porém o equipamento selecionado para o projeto foi o modelo da alemã Enercon E-82 E2 de 2 MW de potência (Figura 25), com as seguintes informações técnicas (ENERCON 2015):

- Sem engrenagens, rotação variável, controle individual das pás;
- Diâmetro do rotor: 82 metros;
- Área varrida: 5.281 m²;
- Número de pás: 3;
- Alturas disponíveis do cubo do rotor: 78, 84, 85, 98, 108, 138 metros;
- Classe de vento (IEC): IEC/EM IIA;
- Gerador em anel com acionamento direto;
- Sistema de controle de ventos fortes: ENERCON *Storm control*.

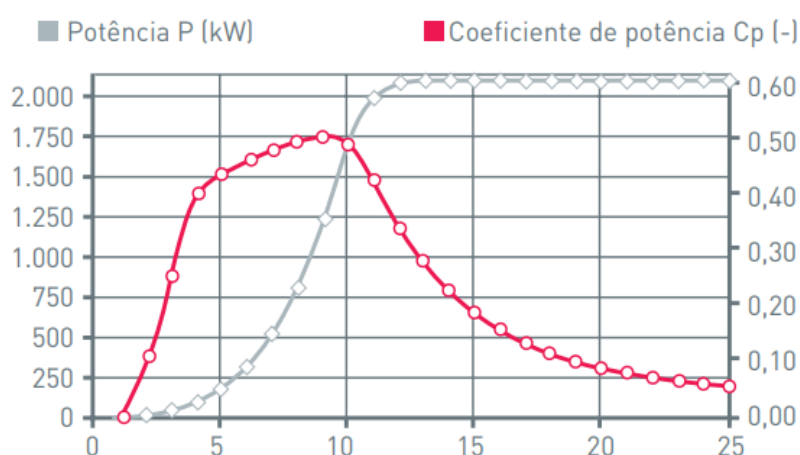


Figura 25 - Curva de Potência e CP do aerogerador Enercon E-82 E2

Fonte: (ENERCON 2015)

Os principais motivos que destacaram o aerogerador foram, potência nominal coerente para o projeto, flexibilidade na altura de instalação do cubo do rotor, um gerador multipolar,

síncrono e sem acoplamento direto à rede, tendo como principal característica ser praticamente isento de desgastes mecânicos, o que melhora a vida útil do maquinário, além do sistema de chamado ENERCON *Storm control* que consegue possibilitar o aerogerador produzir energia a uma velocidade acima da *cut-off* (ENERCON 2015).

A princípio foi estipulada a capacidade instalada do empreendimento em 30 MW, pois segundo (ANEEL, Resolução Normativa N° 481 2012), novos projetos que fossem implementados após o dia 31/12/2017 e que possuíssem capacidade inferior a 30 MW instalados, iriam adquirir redução de 50% das taxas de transmissão (TUST¹⁴) e distribuição (TUSD¹⁵) de energia.

Definindo a capacidade do parque e o aerogerador, é possível chegar ao número de turbinas, num total de quinze.

4.2 LAYOUT DA PLANTA

A disposição das turbinas é algo importante no projeto, pois caso as distâncias relativas entre elas não forem respeitadas, uma irá influenciar no vento da outra pelo efeito sombreamento, que acarretará no “desperdício” de energia.

Segundo (MATHEW 2006), para reduzir as turbulências causadas pelo efeito esteira é necessário um espaçamento de 4 D lateralmente e 10 D verticalmente, visto que D é o diâmetro do rotor. Portanto, distribuindo dessa forma, planta estará disposta como mostra a Figura 26.

¹⁴ Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.

¹⁵ Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

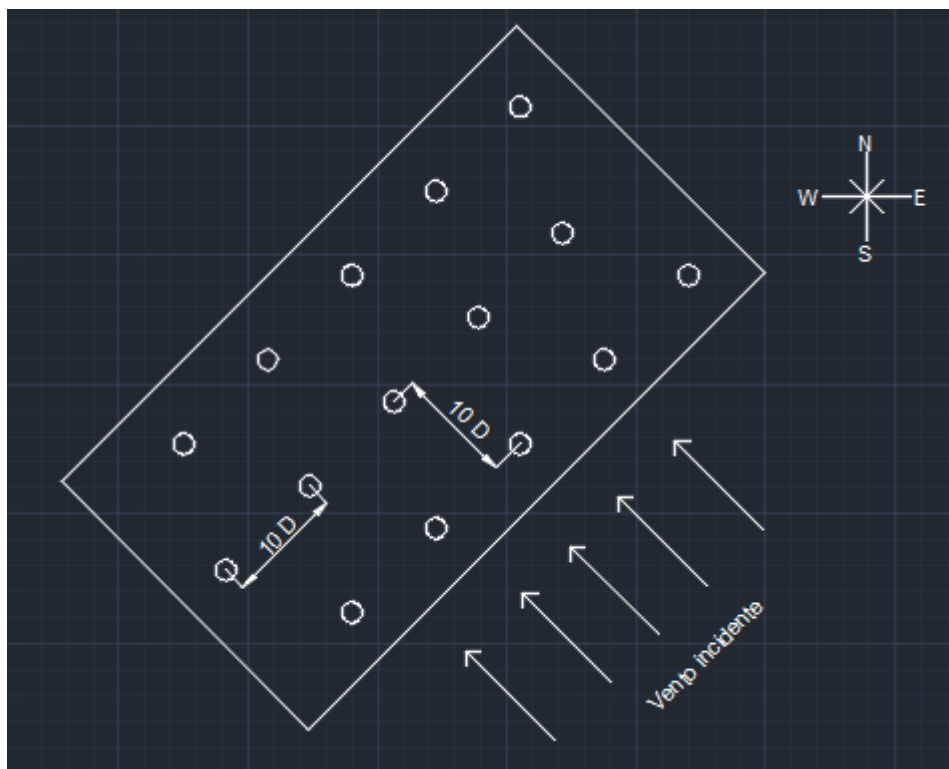


Figura 26 - Planta eólica

Fonte: Próprio autor

4.3 CÁLCULO DE GERAÇÃO

Para o cálculo de geração, inicialmente é necessário adquirir as potências geradas pelo aerogerador quando submetido a uma dada velocidade de vento e a frequência que as diferentes velocidades desses ventos ocorrem.

Os dados de velocidade do vento foram tratados para uma altura de 100 metros, e para o presente projeto adota-se o cubo do rotor a 108 metros. Usando a equação (2) realiza-se o ajuste de maneira logarítmica, pois a altura é superior a 50 metros.

O levantamento das potências foi feito pelo fabricante e disponibilizado em seu catálogo (ENERCON 2015), já as frequências foram obtidas a partir da equação (3) utilizando as amostras de vento citadas na seção 3.2 e agora corrigidas para altura correta. A Tabela 6 lista as potências e suas frequências, de modo que a potência real gerada por velocidade é dada pela multiplicação entre as duas colunas centrais.

Tabela 6 - Cálculo de potências geradas (geral)

GERAL			
Velocidade (m/s)	Potência Fornecedor(kW)	Frequência	Potência Gerada (kW)
1	0,00	-	-
2	3,00	-	-
3	25,00	0,0002	0,005
4	82,00	0,0017	0,142
5	174,00	0,0176	3,055
6	321,00	0,0847	27,189
7	532,00	0,3253	173,057
8	815,00	0,2801	228,320
9	1180,00	0,1630	192,379
10	1580,00	0,0718	113,402
11	1810,00	0,0260	47,145
12	1980,00	0,0168	33,236
13	2050,00	0,0091	18,590
14	2050,00	0,0027	5,537
15	2050,00	0,0004	0,791
16	2050,00	0,0004	0,791
17	2050,00	0,0002	0,396
18	2050,00	-	-
19	2050,00	0,0002	0,396
20	2050,00	-	-

Fonte: Próprio autor

Calculada as potências geradas por velocidade, são somadas todas as parcelas a fim de estipular a potência total média ($P_{\text{média}}$) que um aerogerador contribuirá para o sistema. A Tabela 7 consta os resultados finais da potência média, o fator de capacidade, que é a relação entre a $P_{\text{média}}$ e a P_{aero} , estimado em 42,2%, que possui extrema importância para o projeto visto que empreendimentos eólicos tecnicamente viáveis costumam apresentar um fator superior a 30%, e por fim a EAG para possuir uma noção do montante de energia que seria gerada durante o período de um ano.

Tabela 7 - Potência média e EAG (geral)

Potência Média (kW)	844,43
Fator de Capacidade	42,2%
Energia Anual Gerada (kWh)	7.397.185,35
Energia Máxima Gerada (kWh)	17.520.000,00

Fonte: Próprio autor

Detalhe que para a Tabela 6 foram usados todos os dados de uma única vez, o que faz o resultado final possa ter alguns desvios de arredondamento. Por isso foi feito o mesmo processo ao descrito anteriormente, porém analisando os dados de frequência das amostras ano a ano, para que se estabelecesse maior precisão na geração do parque, como mostra a Tabela 8.

Tabela 8 - Cálculo de potências geradas (por ano)

Ano	Potência Média (kW)
2000	1.094,20
2001	982,097
2002	775,188
2003	811,219
2004	861,347
2005	839,212
2006	803,146
2007	803,441
2008	759,882
2009	650,764
2010	858,611
2011	842,000
2012	931,354
2013	834,219
2014	826,212
2015	847,181
2016	848,903
2017	806,434

Fonte: Próprio autor

Tabela 9 - Potência Média e EAG (por ano)

Potência Média (kW)	843,08
Fator de Capacidade	42,2%
Energia Anual Gerada (kWh)	7.385.366,06
Energia Máxima Gerada (kWh)	17.520.000,00

Fonte: Próprio autor

A Tabela 9 determina os valores já comentados, porém com maior precisão.

Para a aplicação da geração para o âmbito do parque, multiplicaremos o valor da EAG pelo número de aerogeradores do projeto, sendo eles considerados com produções iguais devido ao distanciamento correto de um em relação ao outro na planta (MATHEW 2006), chegando-se a um parque no patamar de 110 GWh ao ano.

Outro valor importante é o resultado da multiplicação da $P_{\text{média}}$ pelo número de turbinas no parque, que é a chamada Garantia Física. No setor elétrico brasileiro, a Garantia Física é montante que cada usina, de qualquer tipo e potência, pode vender nos ambientes de contratação regulada ou livre, portanto é fundamental se determinar este valor. Pode-se definir garantia física de um empreendimento como sendo a expectativa de energia que efetivamente irá agregar ao sistema elétrico brasileiro ao longo dos anos. Desta forma, a garantia física definida para este projeto constitui o montante de energia que poderá ser vendido, variável fundamental para que se possa realizar a análise de viabilidade financeira do projeto.

5 VIABILIDADE TÉCNICO- ECONÔMICA

Neste capítulo apresenta-se a análise financeira após todos os aspectos técnicos terem sido definidos, sendo definidas todas as premissas que compõem o estudo financeiro, a fim de apresentar o investimento, as receitas e despesas, e consolidar o fluxo de caixa, VPL, *Payback*, TIR, que são indicadores importantes sobre a viabilidade do projeto.

5.1 MERCADO DE VENDA

Como abordado na seção 2.1, o mercado brasileiro de comercialização de energia elétrica, regulamentado pela Lei nº 10.848/2004, pelo Decreto nº 5.163/2004 e pela Convenção de Comercialização instituída pela RN ANEEL nº 109/2004, conta com dois ambientes de contratação (NERY 2012):

- O ambiente no qual proprietários de usinas e agentes de comercialização de energia vendem sua energia para as empresas de distribuição de energia, principalmente através dos leilões promovidos pelo Ministério de Minas e Energia – MME e ANEEL, sendo que as distribuidoras adquirem energia para atender à necessidade dos consumidores cativos, que não têm direito de escolher seu fornecedor de energia;
- O ACL, ambiente no qual proprietários de usinas e agentes de comercialização vender sua energia para os consumidores livres, que compram energia para atender suas necessidades de demanda deste insumo, negociando preço, forma de pagamento, taxa da correção do preço, dentre outros pontos que podem ser livremente negociados entre as partes.

O proprietário da usina eólica concebida neste trabalho pode negociar sua energia em qualquer um destes ambientes. Portanto, para a realização da análise financeira optou-se por considerar que a venda da energia da usina, ou mais precisamente de sua garantia física, ocorre no ACL, visto que esta maneira de venda é vantajosa para ambos os lados com os contratos bilaterais livremente negociados, sendo para o consumidor um preço altamente competitivo e para o vendedor a maior facilidade para garantir cem por cento dos seus contratos de venda. Atualmente no Brasil as vendas no ACL ocorrem de diversas maneiras, sendo a predominante a negociação direta com consumidores livres interessados em adquirir energia (NERY 2012).

5.2 INVESTIMENTO

Segundo (Conceito.de 2011), do ponto de vista econômico, o investimento é o capital aplicado com a finalidade de obter rendimentos a prazo. Esta ação sujeita uma escolha de benefício futuro ao invés do imediato, mesmo que possua riscos.

O investimento pode ser composto por (MOTTA e CALÔBA 2002):

- Despesas pré-operacionais;
- Criação da empresa;
- Imóveis;
- Equipamentos e instalações;
- Construções, edificações;

- Reservas de contingência.

Este valor pode ser obtido diretamente do patrimônio do próprio empresário/empresa ou ter um financiamento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, que possui uma carteira bastante diversificada, sendo a principal forma de financiamento para a economia brasileira, principalmente para os setores de infraestrutura, como é o caso da energia elétrica. A parcela da carteira direcionada para infraestrutura fica entorno de 29 a 40%, e projetos relacionados à energia elétrica compõe a maior fração dessa parcela (NERY 2012).

5.3 RECEITA

A receita do empreendimento é um dos componentes importantes para se consolidar o fluxo de caixa do projeto, sendo ela o principal item do montante de entrada do mesmo.

A renda do parque é diretamente ligada à sua produção de energia. A GF apresentada pelo parque será a quantidade de energia na qual será pelos leilões voltados a energia eólica vendida mensalmente ao sistema, por um preço a ser estabelecido nas negociações do ACL. A equação (18) apresenta a receita bruta anual da usina eólica. Percebe-se que surge o termo MCP que retrata a liquidação que ocorre no mercado de curto prazo brasileiro e que será descrita a seguir.

$$R_B = GFA * P + MCP \quad (18)$$

Sendo:

R_B – Receita Bruta Anual [R\$];

GFA – Garantia Física Anual [MWh];

P - Preço de Venda [R\$/MWh];

MCP - Mercado de Curto Prazo [R\$].

O preço de venda da energia negociado deve conter um índice de reajuste. Para o presente trabalho, optou-se por um reajuste anual utilizando-se o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, tendo-se adotado uma taxa de 4% ao ano, valor tido como meta

pelo Conselho Monetário Nacional – CMN para 2020, e auxiliado pelo Banco Central – BC ao adotar medidas necessárias para alcançá-la (Banco Central do Brasil s.d.).

Um ponto importante a se observar é o Mercado de Curto Prazo ou mercado *spot* que tem como objetivo fazer com que os agentes da CCEE não possuam diferenças entre o montante contratado e utilizado ou produzido, mês a mês (NERY 2012). A CCEE acompanha o desempenho mensal, para cada agente, das diferenças entre o que foi produzido/consumidor e o contratado, sendo a diferença liquidada no mercado de curto prazo e valorada ao chamado Preço de Liquidação da Diferenças - PLD. Como a geração da usina eólica é variável ao longo do tempo e o contrato de venda é fixo, correspondendo a garantia física, mensalmente há uma sobra ou déficit no MCP que origina uma receita ou despesa para a usina eólica, valores que devem ser considerados na análise financeira da usina. A Figura 27 ilustra como o MCP é concebido atualmente no Brasil. Já a equação (19) ilustra a apuração do MCP da usina eólica em questão

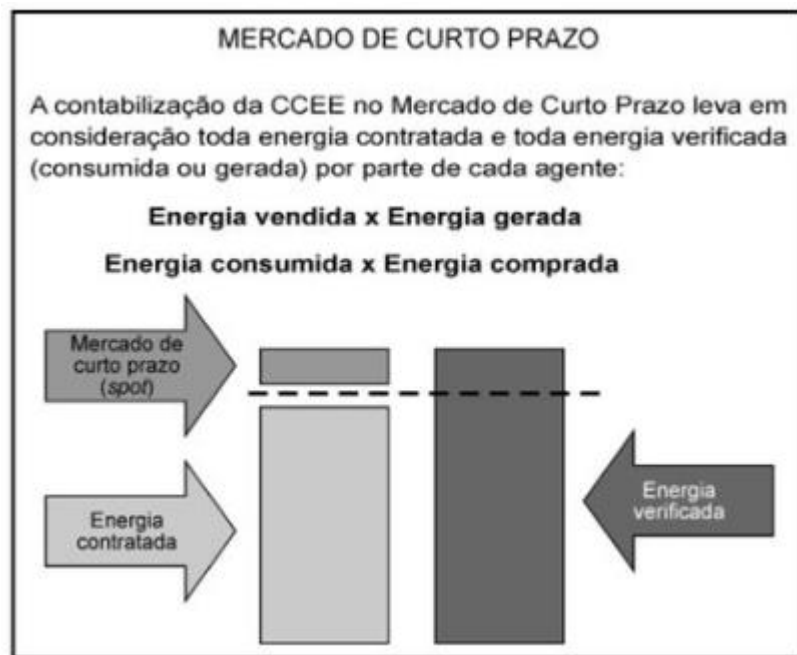


Figura 27 - Mercado de Curto Prazo

Fonte: (CCEE apud NERY 2012)

$$MCP = \sum_{j=1}^{12} (G_j - GF) * PLD_j * H \quad (19)$$

Onde:

G_j – Geração Média Mensal [MW];
 GF – Garantia Física [MW];
 PLD_j – Preço de Liquidação das Diferenças [R\$/MWh];
 H – Horas Totais do mês correspondente.

O PLD é determinado pela CCEE semanalmente para cada nível de carga (leve, médio e pesado) e região do país, denominadas de submercados, tendo como base o Custo Marginal de Operação determinado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS pelas ferramentas computacionais Newave¹⁶ e Decomp¹⁷, cujos valores são influenciados pelas previsões de gerações nas usinas, consumo de energia e afluições hidrológicas, visto a importância do parque hidrelétrico no Brasil (NERY 2012). Cabe a ANEEL a função de definir os preços máximos e mínimos do PLD para cada ano civil

5.4 CUSTOS

5.4.1 Manutenção e Operação

A maior parte do custo é baseado em manutenção e operação do parque eólico. Por ser um processo que trabalha de maneira constante, é necessária uma manutenção constante das partes móveis presentes no aerogerador de maneira a prevenir eventuais problemas mecânicos do maquinário. Por outro lado, o acompanhamento contínuo do processo de operação da geração é importante, para ter ciência se as atividades estão decorrendo de forma correta, e prever algum problema futuro. A importância de possuir no efetivo profissionais especializados é de extrema importância para coibir tais problemas citados.

O custo total para manutenção e operação tem relação direta ao número de aerogeradores instalados na planta, sendo definido pela equação:

¹⁶ Programa que resolve problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos, utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (NERY 2012).

¹⁷ Um modelo de programação de operação de curto prazo, com horizonte de dois meses, com o primeiro mês discretizado semanalmente, com as vazões previstas, e o segundo mês aberto para possíveis cenários de vazões, tendo as usinas analisadas individualmente (NERY 2012).

$$C_{M\&O} = C_{aero} * N_{aero} \quad (20)$$

Sendo:

$C_{M\&O}$ – Custo manutenção e operação anual;

C_{aero} - Custo manutenção e operação para cada aerogerador;

N_{aero} - Número de aerogeradores na planta.

Outra maneira de se estabelecer o $C_{M\&O}$ é através do custo dos aerogeradores do projeto, pois o gasto com manutenção e operação está no patamar de 2% do custo dos aerogeradores ao ano (CUSTÓDIO 2013).

5.4.2 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão - TUST, como o próprio nome indica, é a tarifa relacionada a transmissão da energia gerada pelo produtor até o consumidor final.

Um incentivo dado pela ANEEL citado na seção 4.1.1, é o desconto de 50% na tarifa para produtores eólicos até 30 MW instalado. O valor total anual é dado pela multiplicação da tarifa pela potência instalada do parque, conforme apresenta a equação 21.

$$C_{TUST} = TUST * (1 - Desconto) * P_{Instalada} * 12 \quad (21)$$

Sendo:

C_{TUST} - Custo TUST anual [R\$];

$TUST$ - Taxa de Uso do Sistema de Transmissão [R\$/MW];

$Desconto$ - Desconto concedido [adimensional];

$P_{Instalada}$ - Potência instalada da planta [MW].

5.4.3 Depreciação

A depreciação poder ser avaliada em diversos sistemas. No Brasil é usado o método da linha reta, ou depreciação linear, que consiste em uma depreciação total diminuindo o mesmo valor ao longo dos anos (MOTTA e CALÔBA 2002).

Ela tem como ideia uma futura reposição ou substituição do equipamento, visto que perece durante sua vida útil. A depreciação é deduzida nas receitas, como forma das empresas pagarem menos no valor do Imposto de Renda, com isso, o investidor que antes possuía a necessidade de criar uma reserva financeira para eventual substituição, passa a gerar essa reserva naturalmente com o decorrer do tempo.

A expressão do método de linha reta é dada por:

$$d = \frac{(I - VR)}{n} \quad (22)$$

Que:

d – Depreciação ao ano [R\$ a.a.];

I – Investimento [R\$];

VR – Valor Residual [R\$];

n – Prazo de depreciação ou vida útil [ano].

5.5 IMPOSTOS

5.5.1 PIS e COFINS

Tanto o PIS quanto o COFINS são encargos que podem ser colocados numa mesma seção, pelo fato de serem tributos que incidem sobre o faturamento.

Criado pela Lei complementar nº7/70, o Programa de Integração Social tem o intuito de financiar a receita dos órgãos e entidades, o seguro-desemprego, trabalhadores de empresas públicas, como privadas. Possuía inicialmente uma alíquota de 0,75%, e pelos Decretos nº 2.445/88 e 2.499/88 passou a ser 0,65% o cumulativo, sendo o não cumulativo 1,65% (FABRETTI 2017).

A contribuição social sobre faturamento, ou COFINS, foi criada para financiar a Seguridade Social, como fonte de receita as contribuições sociais, na forma do artigo 195 e instituída pela Lei Complementar nº 70/91 (FABRETTI 2017). A sua alíquota sobre o faturamento (vendas, serviços) era de 2% sendo reajustada conforme o Artigo 8º para 3%.

5.5.2 Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, criada pela lei nº 9.427/1996, se refere ao valor pago à ANEEL pelos agentes do setor, tais como concessionários, produtores independentes e autoprodutores, representando 0,5% sobre o valor do benefício econômico auferido (Presidência da República 1997). Sendo calculado da seguinte forma:

$$TFSEE = P * T_u \quad (23)$$

Sendo:

$TFSEE$ – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica [R\$];

P – Valor médio da capacidade máxima de transporte [KW];

T_u – 0,5% do valor unitário do benefício econômico anual [R\$/KW].

5.6 FLUXO DE CAIXA

O fluxo de caixa é uma das ferramentas usadas para qualquer projeto, normalmente em formato de planilha, para o Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica – EVTE (MOTTA e CALÔBA 2002). Visto que ao se propor um projeto, a empresa eventualmente interessada ou possível órgão financiador irão se apoiar nos valores/índices gerados pelo fluxo.

A sua composição é feita basicamente de valores de entrada (receitas, aplicações) e saída (investimento, custos operacionais e manutenção, taxas de uso) ao longo de um período de tempo, e que são comparados entre si para obter o saldo do fluxo ao término do prazo. Pode-se observar eventuais discrepâncias nos números, a fim de se prever melhorias, substituições.

Além de explicitar detalhadamente esses valores, são gerados índices que decidirão se o projeto é ou não viável, o valor do empreendimento após determinado número de anos.

5.7 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

Segundo (MOTTA e CALÔBA 2002), “O Valor Presente Líquido Descontado (VPL) é a soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para o instante presente ($t=0$), a uma taxa de juros i .”. A fórmula que calcula o VPL para um determinado número de períodos é dada por:

$$VPL(i) = FC_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (24)$$

Onde:

i – Taxa de Desconto [% ao ano];

j - Período genérico [anos];

n - Número de períodos [anos];

FC_j – Fluxo de Caixa genérico [R\$];

$VPL(i)$ – Valor Presente Líquido Descontado a uma taxa i [R\$].

Para os valores de VPL calculados, serão enquadrados nas determinadas categorias:

- $VPL(i) > 0$, viável economicamente;
- $VPL(i) = 0$, indiferente investir ou não;
- $VPL(i) < 0$, inviável economicamente.

Além deste número, encontraremos outros indicadores de viabilidade para investir ou não, como o *Payback* e a TIR.

5.8 PAYBACK

O *payback*, ou *payout*, é um indicador utilizado por investidores como uma referência para julgar a atratividade relativa das opções nos quais pode-se investir, sendo ele definido como o prazo de recuperação do empréstimo (MOTTA e CALÔBA 2002).

O cálculo do *payback* tem como principais elementos, o investimento e o retorno líquido. Para receitas constantes, pode-se calcular por meio da razão entre o investimento e o

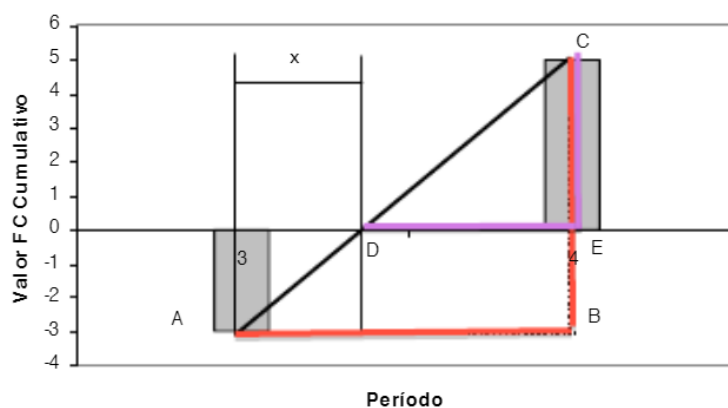


Figura 28 - Payback análise gráfica

Fonte: (MOTTA e CALÔBA 2002)

5.9 TAXA INTERNA DE RETORNO

Por (MOTTA e CALÔBA 2002), a Taxa Interna de Retorno “é o valor da taxa de desconto que anula o Valor Presente Líquido obtido pela soma algébrica de todos os fluxos de caixa.”.

Este índice mede, por meio de receita e investimento de um projeto, a rentabilidade do mesmo por unidade de tempo. Calcula-se a TIR por meio da fórmula:

$$\sum_{j=0}^n FC_j * \left\{ \frac{1}{1+i} \right\}^j = 0 \quad (25)$$

Onde:

i – Taxa Interna de Retorno [%];

FC_j – Fluxo de Caixa genérico [R\$].

Calculando os valores de VPLs pela equação (24), será ou não verificado a mudança de sinal de positivo para negativo do montante. Para o cálculo da TIR baseia-se no mesmo princípio do Payback, pois usa-se semelhança de triângulos entre os dois pontos em que se verifica essa inversão de sinal, achando a TIR na taxa que o VPL possui o valor zero (MOTTA e CALÔBA 2002).

A tomada de decisão com base na TIR tem relação direta com a Taxa Mínima de Atratividade¹⁸, sendo um projeto economicamente viável, a TIR supera a TMA.

5.10 RESULTADOS OBTIDOS

Para a formação do Fluxo de Caixa Livre - FCF¹⁹ primeiramente são estipulados os valores referentes as premissas que irão compor o fluxo, conforme Tabela 10.

Foram listados os encargos que recaem sobre o valor das receitas brutas, como o PIS-PASEP, COFINS, a TFSEE. Os impostos sobre o lucro obtido, como Imposto de Renda para Média Empresa²⁰ do ramo de energia elétrica²¹, Contribuição Social, sendo um total de aproximadamente 25% de tributação no presente FCF.

A GFA sendo obtido o valor de 110.780,49 MWh através da multiplicação da GF pelo total de horas anual (8760), e o preço de venda obtido pelas médias dos preços dos leilões de energia eólica negociados na Bahia (CCEE 2019). Optou-se por utilizar preço do ACR em virtude da carência de uma base de preços no ACL, informação considerada como estratégica pelos vendedores e não divulgada de forma oficial ao mercado; em contrapartida, os valores do ACR são públicos e divulgados mensalmente pela CCEE. Por outro lado, existem os custos, sendo a manutenção e operação juntamente com a TUST paga por parques eólicos da Bahia (ANEEL, RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.369 2018).

¹⁸ Taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que uma pessoa se propõe a pagar quando faz um financiamento.

¹⁹ *Free Cash Flow*.

²⁰ Defini-se como Média Empresa, aquelas com um faturamento anual maior que 4,8 milhões e menor igual a 20 milhões, no critério da ANVISA, ou maior que 4,8 milhões e menor igual a 300 milhões, no critério do BNDES (CONUBE 2018).

²¹ “6% (seis por cento) sobre o lucro inflacionário acumulado até 31 de dezembro de 1987, das empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica e telecomunicações, das empresas de saneamento básico e das empresas que exploram a atividade de transporte coletivo de passageiros, concedida ou autorizada pelo poder público e com tarifa por ele fixada, realizado no período de apuração (trimestral ou anual) do imposto (Receita Federal - Ministério da Economia 2018)

Considerou-se como investimento o valor de R\$ 116.000.000,00, que corresponde a uma média de investimento dos empreendimentos eólicos do estado da Bahia segundo dados da (CCEE 2019). A CCEE também divulga mensalmente em seu site dado dos investimentos dos empreendimentos de geração negociados no ACR.

A Tabela 10 resume os valores considerados para o estudo da viabilidade financeira do projeto eólico em discussão.

Tabela 10 - Relação de Premissas

Premissas:	
Encargos: PIS, COFINS (%)	9,5%
IR PME (%)	6,5%
CSLL (%)	9%
Taxa de Desconto (%)	6,5%
Taxa ANEEL (%)	0,5%
Garantia Física Anual (MWh)	110.780,49
Preço de venda (MWh)	R\$ 144,00
Manutenção e operação (R\$)	R\$ 1.624.000,00
TUST (R\$/MWh)	R\$ 8,61
Investimento (R\$)	R\$ 116.000.000,00
% Investimento primeiro ano	60%
% investimento segundo ano	40%
Custo dos aerogeradores (R\$)	R\$ 81.200.000,00
IPCA	4,0%

Fonte: Próprio autor

O projeto foi programado para ser construído em um período de dois anos, ou seja, de $t=0$ a $t=2$. Para o período zero, é estipulado um gasto de 60% do valor de investimento, um montante de 69,6 R\$ milhões, sendo que os outros 40% que equivalem a 46,4 R\$ milhões serão colocados num fundo de investimentos com uma taxa de 6,5% ao ano, com o intuito de se gerar uma receita financeira para o próximo ano, explicando a pequena entrada no fluxo de caixa no ano um. Do ano dois até o fim do período avaliado, são apresentadas apenas entradas no fluxo, com diferentes tamanhos, pelo fato da receita não ser regular, em função dos resultados apurados no MCP, conforme ilustra a Figura 29.

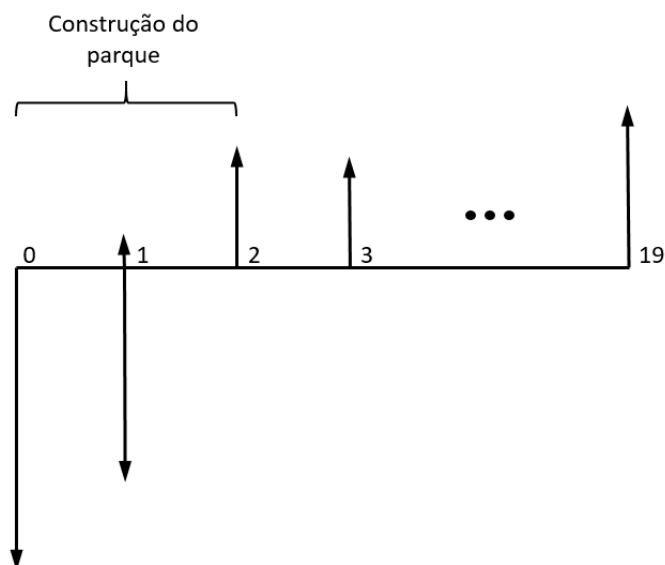


Figura 29 - Representação lógica do FCL

Fonte: Próprio autor

Com embasamento nessas informações descritas foi possível fazer a montagem das Receitas, Custos, Lucros, Entradas e Saídas do Fluxo de Caixa Livre, Fluxo de Caixa corrigido segundo a Taxa de Desconto e o Valor Presente Líquido, mostrados na Tabela 11.

Tabela 11 - Fluxo de Caixa

Período:	0	1	2	3	4
RECEITAS					
Receita Bruta	R\$ -	R\$ -	R\$ 21.807.010,23	R\$ 20.370.713,23	R\$ 17.695.659,10
Encargos	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.180.701,02	R\$ 2.037.071,32	R\$ 1.769.565,91
Receita Líquida	R\$ -	R\$ -	R\$ 19.626.309,21	R\$ 18.333.641,91	R\$ 15.926.093,19
CUSTOS					
Manutenção e Operação	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.624.000,00	R\$ 1.688.960,00	R\$ 1.756.518,40
TUST	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.549.980,00	R\$ 1.611.979,20	R\$ 1.676.458,37
Depreciação	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00
Receita e/ou Despesa Financeira	R\$ -	-R\$ 3.016.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Custo Total	R\$ -	-R\$ 3.016.000,00	R\$ 7.233.980,00	R\$ 7.360.939,20	R\$ 7.492.976,77
Lucro Bruto	R\$ -	R\$ 3.016.000,00	R\$ 12.392.329,21	R\$ 10.972.702,71	R\$ 8.433.116,42
IR PME	R\$ -	R\$ 196.040,00	R\$ 805.501,40	R\$ 713.225,68	R\$ 548.152,57
CSLL	R\$ -	R\$ 271.440,00	R\$ 1.115.309,63	R\$ 987.543,24	R\$ 758.980,48
Resultado Líquido	R\$ -	R\$ 2.548.520,00	R\$ 10.471.518,18	R\$ 9.271.933,79	R\$ 7.125.983,37
ENTRADAS					
Resultado Líquido	R\$ -	R\$ 2.548.520,00	R\$ 10.471.518,18	R\$ 9.271.933,79	R\$ 7.125.983,37
Depreciação	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00
TOTAL DE ENTRADAS	R\$ -	R\$ 2.548.520,00	R\$ 14.531.518,18	R\$ 13.331.933,79	R\$ 11.185.983,37
SAÍDAS					
INVESTIMENTOS	R\$ 69.600.000,00	R\$ 46.400.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
SAÍDA TOTAL	R\$ 69.600.000,00	R\$ 46.400.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
FCF	-R\$ 69.600.000,00	-R\$ 43.851.480,00	R\$ 14.531.518,18	R\$ 13.331.933,79	R\$ 11.185.983,37
FCF corrigido pela TD					
Ano:	0	1	2	3	4
FCF corrigido pela TD	-R\$ 69.600.000,00	-R\$ 41.175.098,59	R\$ 12.811.847,90	R\$ 11.036.829,28	R\$ 8.695.123,17
VPL					
Período:	0	1	2	3	4
VPL	-R\$ 69.600.000,00	-R\$ 110.775.098,59	-R\$ 97.963.250,70	-R\$ 86.926.421,42	-R\$ 78.231.298,25

Período:	5	6	7	8	9
RECEITAS					
Receita Bruta	R\$ 19.435.547,83	R\$ 20.681.037,31	R\$ 21.165.949,75	R\$ 21.296.622,34	R\$ 22.487.048,45
Encargos	R\$ 1.943.554,78	R\$ 2.068.103,73	R\$ 2.116.594,97	R\$ 2.129.662,23	R\$ 2.248.704,85
Receita Líquida	R\$ 17.491.993,05	R\$ 18.612.933,58	R\$ 19.049.354,77	R\$ 19.166.960,11	R\$ 20.238.343,61

CUSTOS					
Manutenção e Operação	R\$ 1.826.779,14	R\$ 1.899.850,30	R\$ 1.975.844,31	R\$ 2.054.878,09	R\$ 2.137.073,21
TUST	R\$ 1.743.516,70	R\$ 1.813.257,37	R\$ 1.885.787,67	R\$ 1.961.219,17	R\$ 2.039.667,94
Depreciação	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00
Receita e/ou Despesa Financeira	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Custo Total	R\$ 7.630.295,84	R\$ 7.773.107,67	R\$ 7.921.631,98	R\$ 8.076.097,26	R\$ 8.236.741,15

Lucro Bruto	R\$ 9.861.697,21	R\$ 10.839.825,90	R\$ 11.127.722,80	R\$ 11.090.862,85	R\$ 12.001.602,46
IR PME	R\$ 641.010,32	R\$ 704.588,68	R\$ 723.301,98	R\$ 720.906,09	R\$ 780.104,16
CSLL	R\$ 887.552,75	R\$ 975.584,33	R\$ 1.001.495,05	R\$ 998.177,66	R\$ 1.080.144,22
Resultado Líquido	R\$ 8.333.134,14	R\$ 9.159.652,89	R\$ 9.402.925,76	R\$ 9.371.779,11	R\$ 10.141.354,08

Período:	5	6	7	8	9
ENTRADAS					
Resultado Líquido	R\$ 8.333.134,14	R\$ 9.159.652,89	R\$ 9.402.925,76	R\$ 9.371.779,11	R\$ 10.141.354,08
Depreciação	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00
TOTAL DE ENTRADAS	R\$ 12.393.134,14	R\$ 13.219.652,89	R\$ 13.462.925,76	R\$ 13.431.779,11	R\$ 14.201.354,08

SAIDAS					
INVESTIMENTOS	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
SAÍDA TOTAL	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -

FCF	R\$ 12.393.134,14	R\$ 13.219.652,89	R\$ 13.462.925,76	R\$ 13.431.779,11	R\$ 14.201.354,08
------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------

Ano:	5	6	7	8	9
FCF corrigido pela TD	R\$ 9.045.511,11	R\$ 9.059.879,16	R\$ 8.663.476,40	R\$ 8.115.899,84	R\$ 8.057.184,08

Período:	5	6	7	8	9
VPL	-R\$ 69.185.787,13	-R\$ 60.125.907,97	-R\$ 51.462.431,57	-R\$ 43.346.531,73	-R\$ 35.289.347,65

Período:	10	11	12	13	14
RECEITAS					
Receita Bruta	R\$ 23.103.610,26	R\$ 21.931.185,83	R\$ 26.229.012,38	R\$ 26.802.448,52	R\$ 29.159.512,34
Encargos	R\$ 2.310.361,03	R\$ 2.193.118,58	R\$ 2.622.901,24	R\$ 2.680.244,85	R\$ 2.915.951,23
Receita Líquida	R\$ 20.793.249,24	R\$ 19.738.067,25	R\$ 23.606.111,14	R\$ 24.122.203,67	R\$ 26.243.561,10

CUSTOS					
Manutenção e Operação	R\$ 2.222.556,14	R\$ 2.311.458,38	R\$ 2.403.916,72	R\$ 2.500.073,39	R\$ 2.600.076,32
TUST	R\$ 2.121.254,66	R\$ 2.206.104,84	R\$ 2.294.349,04	R\$ 2.386.123,00	R\$ 2.481.567,92
Depreciação	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00
Receita e/ou Despesa Financeira	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Custo Total	R\$ 8.403.810,79	R\$ 8.577.563,23	R\$ 8.758.265,76	R\$ 8.946.196,39	R\$ 9.141.644,24

Lucro Bruto	R\$ 12.389.438,44	R\$ 11.160.504,02	R\$ 14.847.845,39	R\$ 15.176.007,28	R\$ 17.101.916,86
IR PME	R\$ 805.313,50	R\$ 725.432,76	R\$ 965.109,95	R\$ 986.440,47	R\$ 1.111.624,60
CSLL	R\$ 1.115.049,46	R\$ 1.004.445,36	R\$ 1.336.306,08	R\$ 1.365.840,66	R\$ 1.539.172,52
Resultado Líquido	R\$ 10.469.075,48	R\$ 9.430.625,90	R\$ 12.546.429,35	R\$ 12.823.726,15	R\$ 14.451.119,75

Período:	10	11	12	13	14
ENTRADAS					
Resultado Líquido	R\$ 10.469.075,48	R\$ 9.430.625,90	R\$ 12.546.429,35	R\$ 12.823.726,15	R\$ 14.451.119,75
Depreciação	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00
TOTAL DE ENTRADAS	R\$ 14.529.075,48	R\$ 13.490.625,90	R\$ 16.606.429,35	R\$ 16.883.726,15	R\$ 18.511.119,75

SAIDAS					
INVESTIMENTOS	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
SAÍDA TOTAL	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -

FCF	R\$ 14.529.075,48	R\$ 13.490.625,90	R\$ 16.606.429,35	R\$ 16.883.726,15	R\$ 18.511.119,75
------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------

Ano:	10	11	12	13	14
FCF corrigido pela TD	R\$ 7.740.016,78	R\$ 6.748.176,20	R\$ 7.799.755,14	R\$ 7.446.006,28	R\$ 7.665.459,29

Período:	10	11	12	13	14
VPL	-R\$ 27.549.330,87	-R\$ 20.801.154,67	-R\$ 13.001.399,53	-R\$ 5.555.393,25	R\$ 2.110.066,04

Período:	15	16	17	18	19
RECEITAS					
Receita Bruta	R\$ 29.129.106,62	R\$ 30.238.653,09	R\$ 31.549.166,30	R\$ 33.059.301,12	R\$ 33.334.069,89
Encargos	R\$ 2.912.910,86	R\$ 3.023.865,31	R\$ 3.154.916,63	R\$ 3.305.930,11	R\$ 3.333.406,99
Receita Líquida	R\$ 26.216.197,75	R\$ 27.214.787,78	R\$ 28.394.249,67	R\$ 29.753.371,01	R\$ 30.000.662,90
CUSTOS					
Manutenção e Operação	R\$ 2.704.079,38	R\$ 2.812.242,55	R\$ 2.924.732,25	R\$ 3.041.721,54	R\$ 3.163.390,40
TUST	R\$ 2.580.830,63	R\$ 2.684.063,86	R\$ 2.791.426,41	R\$ 2.903.083,47	R\$ 3.019.206,81
Depreciação	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00
Receita e/ou Despesa Financeira	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Custo Total	R\$ 9.344.910,01	R\$ 9.556.306,41	R\$ 9.776.158,67	R\$ 10.004.805,01	R\$ 10.242.597,21
Lucro Bruto	R\$ 16.871.287,74	R\$ 17.658.481,37	R\$ 18.618.091,00	R\$ 19.748.565,99	R\$ 19.758.065,69
IR PME	R\$ 1.096.633,70	R\$ 1.147.801,29	R\$ 1.210.175,92	R\$ 1.283.656,79	R\$ 1.284.274,27
CSLL	R\$ 1.518.415,90	R\$ 1.589.263,32	R\$ 1.675.628,19	R\$ 1.777.370,94	R\$ 1.778.225,91
Resultado Líquido	R\$ 14.256.238,14	R\$ 14.921.416,76	R\$ 15.732.286,90	R\$ 16.687.538,26	R\$ 16.695.565,50
Período:	15	16	17	18	19
ENTRADAS					
Resultado Líquido	R\$ 14.256.238,14	R\$ 14.921.416,76	R\$ 15.732.286,90	R\$ 16.687.538,26	R\$ 16.695.565,50
Depreciação	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00	R\$ 4.060.000,00
TOTAL DE ENTRADAS	R\$ 18.316.238,14	R\$ 18.981.416,76	R\$ 19.792.286,90	R\$ 20.747.538,26	R\$ 20.755.565,50
SAIDAS					
INVESTIMENTOS	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
SAÍDA TOTAL	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
FCF	R\$ 18.316.238,14	R\$ 18.981.416,76	R\$ 19.792.286,90	R\$ 20.747.538,26	R\$ 20.755.565,50
Ano:	15	16	17	18	19
FCF corrigido pela TD	R\$ 7.121.839,22	R\$ 6.930.026,58	R\$ 6.785.043,64	R\$ 6.678.418,56	R\$ 6.273.241,73
Período:	15	16	17	18	19
VPL	R\$ 9.231.905,26	R\$ 16.161.931,84	R\$ 22.946.975,48	R\$ 29.625.394,04	R\$ 35.898.635,77

Fonte: Próprio autor

Plotou-se o gráfico com os valores de VPL e saldo do FCL de maneira a se perceber a evolução ao longo dos anos comparativamente dos dois valores, mostrado na Figura 30.

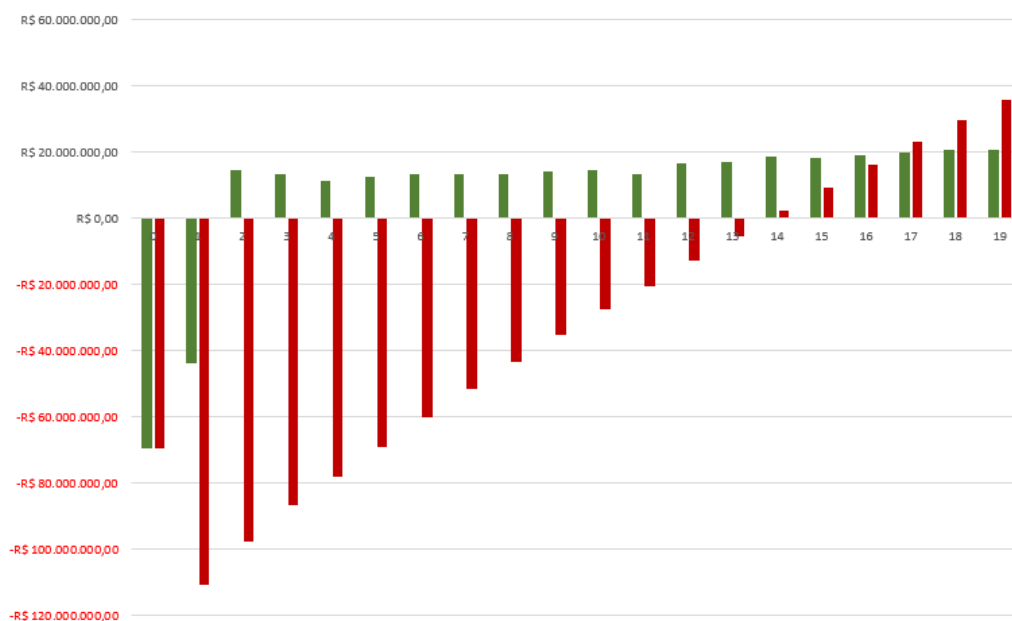


Figura 30 - Evolução VPL e FCL

Fonte: Próprio autor

5.11 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS

Com o fluxo de caixa apresentado na Tabela 11 pode-se inferir as seguintes proposições:

- As receitas do empreendimento obtiveram uma média de aproximadamente 22,5 milhões de reais a partir do ano que se iniciou a produção de energia;
- Os custos se comportaram de maneira praticamente constante ao longo do período estudado, com uma média de 8,6 milhões ao ano.
- O fluxo de caixa livre se comportou de maneira padrão típica, pois apresentou valores pontuais negativos no início, e positivos com o decorrer do fluxo;
- O tempo de *payback* foi entre os períodos 13 e 14, mais precisamente em 13,72 anos (ou 13 anos e 8 meses e 20 dias), o que é um tempo grande de retorno, porém plausível, por ser um projeto de infraestrutura, que normalmente ultrapassam os 10 anos;
- O VPL do projeto ficou estimado em R\$ 35.898.635,77 no fim do período de estudo, um montante acumulado expressivo;
- A TIR chegou a um valor de 9,94%, que é um bom resultado quando comparado a TMA de 6,5%, tornando o projeto economicamente viável.

Os resultados gerados após o estudo de viabilidade mostram que o empreendimento possui potencial econômico para ser implantado, tendo como base os valores dos indicadores, porém a atratividade de investidores ainda é questionável, pois poderiam ser valores ainda melhores.

Por isso, será analisado o documento da (CCEE 2019) (Tabela 12), no qual foram obtidos os dados de investimento e preço de venda usados anteriormente. Simulara-se um intervalo de valores de investimentos iniciados do menor encontrado na tabela até próximo ao valor já testado de 116 milhões, a fim de determinar os preços de venda para obter um *payback* e TIR com nível alto de atratividade.

Tabela 12 - Dados empreendimentos eólicos da Bahia

Empreendimento	UF	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	Preço de Venda (R\$/MWh)
AMETISTA	BA	Eólica	113200030,00	28,800	98,53
ASSURUÁ I	BA	Eólica	141870000,00	30,000	118,80
ASSURUÁ VI	BA	Eólica	141870000,00	30,000	118,76
BANDA DE COURO	BA	Eólica	103950000,00	29,700	121,80
CAETITÉ	BA	Eólica	113200030,00	28,800	98,53
CAMPO LARGO III	BA	Eólica	112800000,00	29,370	135,49
CAMPO LARGO IV	BA	Eólica	112800000,00	29,370	135,48
CAMPO LARGO V	BA	Eólica	112800000,00	29,370	135,47
CAMPO LARGO VI	BA	Eólica	112800000,00	29,370	135,46
CAMPO LARGO VII	BA	Eólica	112800000,00	29,370	135,45
CAMPO LARGO XXI	BA	Eólica	124697410,00	29,700	135,44
CAPOEIRAS II	BA	Eólica	141870000,00	30,000	118,76
CASA NOVA II	BA	Eólica	125872750,00	28,000	118,95
CURRAL DE PEDRAS III	BA	Eólica	141870000,00	30,000	118,78
DOIS RIACHOS	BA	Eólica	144121200,00	29,900	89,20
DOURADOS	BA	Eólica	113200030,00	28,800	98,53
ITAGUAÇU DA BAHIA	BA	Eólica	96077000,00	28,000	120,02
MARON	BA	Eólica	113200030,00	28,800	98,53
PILÕES	BA	Eólica	113200030,00	28,800	98,53
VENTOS DA ANDORINHA	BA	Eólica	102.940.000,00	29,900	102,49
VENTOS DA BAHIA II	BA	Eólica	114.046.540,00	30,000	117,74
VENTOS DA BAHIA VIII	BA	Eólica	114.046.540,00	30,000	117,74
VENTOS DA SANTA DULCE	BA	Eólica	100881200,00	28,000	135,27
VENTOS DA SANTA ESPERANÇA	BA	Eólica	100881200,00	28,000	135,26
VENTOS DE CAMPO FORMOSO I	BA	Eólica	102940000,00	29,900	102,49
VENTOS DE CAMPO FORMOSO II	BA	Eólica	102940000,00	29,900	102,49
VENTOS DE GUARÁS I	BA	Eólica	111050000,00	30,000	118,00
VENTOS DE MORRINHOS	BA	Eólica	102940000,00	29,900	102,49
VENTOS DE SANTA LUIZA	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,01
VENTOS DE SANTA MADALENA	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,01
VENTOS DE SANTA MARCELLA	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,02
VENTOS DE SANTA VERA	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,02
VENTOS DE SANTO ANTONIO	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,01
VENTOS DE SÃO BENTO	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,01
VENTOS DE SÃO CIRILO	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,02
VENTOS DE SAO JANUARIO 01	BA	Eólica	157.301.000,00	28,600	67,60
VENTOS DE SAO JANUARIO 04	BA	Eólica	157.301.000,00	28,600	67,60
VENTOS DE SAO JANUARIO 13	BA	Eólica	157.301.000,00	28,600	67,60
VENTOS DE SAO JANUARIO 14	BA	Eólica	157.301.000,00	28,600	67,60
VENTOS DE SÃO JOÃO	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,01
VENTOS DE SÃO RAFAEL	BA	Eólica	96.077.000,00	28,000	120,02
VENTOS DO SÃO MARIO	BA	Eólica	100.881.200,00	28,000	137,00
VENTOS DO SÃO PAULO	BA	Eólica	100.881.200,00	28,000	135,25
VENTOS DO SERTÃO	BA	Eólica	102.940.000,00	29,900	109,40
ZEUS II	BA	Eólica	180.000.000,00	30,000	97,00
CRISTALÂNDIA I	BA	Eólica	146.921.100,00	30,000	177,47
CRISTALÂNDIA II	BA	Eólica	146.921.100,00	30,000	177,46
CRISTALÂNDIA III	BA	Eólica	146.921.100,00	30,000	177,48
ASSURUÁ II	BA	Eólica	112.558.000,00	30,000	102,77
ASSURUÁ IV	BA	Eólica	112.439.180,00	30,000	142,90
BARAÚNAS I	BA	Eólica	103.950.000,00	29,700	115,80
CAETITÉ A	BA	Eólica	88.587.000,00	30,000	116,29

CAETITÉ B	BA	Eólica	88.587.000,00	30,000	116,29
CAPOEIRAS III	BA	Eólica	104.942.040,00	28,000	142,92
CURRAL DE PEDRAS II	BA	Eólica	112.439.180,00	30,000	142,90
DAMASCENA	BA	Eólica	144.121.200,00	29,900	98,50
DELFINA I	BA	Eólica	113.154.420,00	30,000	138,89
DELFINA II	BA	Eólica	113.154.420,00	30,000	138,87
DELFINA V	BA	Eólica	113.154.420,00	30,000	138,88
ESPERANÇA	BA	Eólica	139.561.000,00	29,900	102,40
LARANJEIRAS I	BA	Eólica	104.942.040,00	28,000	142,92
LARANJEIRAS II	BA	Eólica	112.439.180,00	30,000	142,91
MANIÇOBA	BA	Eólica	134.488.800,00	29,900	102,70
MORRO BRANCO I	BA	Eólica	103.950.000,00	29,700	115,80
MUSSAMBÊ	BA	Eólica	103.950.000,00	29,700	115,80
SERRA DA BABILONIA II	BA	Eólica	135140000,00	30,000	206,48
SERRA DA BABILONIA XI	BA	Eólica	126135000,00	28,000	206,48
SERRA DA BABILONIA XII	BA	Eólica	126135000,00	28,000	206,48
VENTOS DA BAHIA I	BA	Eólica	144935880,00	30,000	203,96
VENTOS DA BAHIA III	BA	Eólica	144563510,00	30,000	203,96
VENTOS DA BAHIA IX	BA	Eólica	144980980,00	30,000	203,96
VENTOS DA SANTA BEATRIZ	BA	Eólica	128800000,00	28,000	199,37
VENTOS DE SANTA APARECIDA	BA	Eólica	128800000,00	28,000	199,37
VENTOS DE SANTA AURORA	BA	Eólica	128800000,00	28,000	199,37
VENTOS DE SANTA EMILIA	BA	Eólica	128800000,00	28,000	199,37
VENTOS DO SAO GABRIEL	BA	Eólica	128800000,00	28,000	199,37

Fonte: Próprio autor

Com os empreendimentos de mesmo porte listados, o Caetité A e B foram os menores investimentos encontrados para implantação, na ordem de R\$ 88.587.000,00. E, tomando base neste valor, foi montada a Tabela 13 com os valores de projetos a partir de 90 milhões de reais, até 115 milhões com os respectivos preços de venda de energia para se obter um retorno de grande atratividade aos financiadores do projeto.

Tabela 13 - Cenários ideais

Cenário	1	2	3	4	5	6
Investimento	R\$ 90.000.000,00	R\$ 95.000.000,00	R\$ 100.000.000,00	R\$ 105.000.000,00	R\$ 110.000.000,00	R\$ 115.000.000,00
Preço de Venda	R\$ 177,33	R\$ 186,82	R\$ 196,31	R\$ 205,80	R\$ 215,29	R\$ 224,78
Valor Presente Líquido	R\$ 103.051.486,68	R\$ 109.069.359,18	R\$ 115.087.231,68	R\$ 121.105.104,18	R\$ 127.122.976,68	R\$ 133.140.849,18
Payback	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99
Taxa Interna de Retorno	17,30%	17,30%	17,30%	17,30%	17,30%	17,30%

Fonte: Próprio autor

Os preços de venda obtidos a partir do valor do investimento se deram de maneira crescente uniformemente, cerca de R\$ 9,49 de acréscimo no preço de venda a cada 5 milhões gastos mais no investimento. O *payback* num limite de oito anos é um tempo tido como ótimo para muitos investidores ainda mais levando em consideração o VPL do projeto após 20 anos ser extremamente rentável. A TIR passa ao valor de 17,3% e já supera consideravelmente a

TMA pré-estabelecida, o que viabilizaria de forma definitiva os projetos citados na tabela acima.

6 CONCLUSÃO

A energia eólica no Brasil é uma vertente do sistema de geração elétrica que tem ganhado força nos últimos anos, visto os preços altamente competitivos dos leilões de energia, juntamente com medidas implantadas no ACL, o consumidor se vê cada vez mais atraído pela nova fonte.

Do ponto de vista dos investidores, as boas condições de financiamento, a previsibilidade da receita por meio de garantias físicas, e um caixa alavancado, são pontos fortes do setor eólico.

Estudos de previsão são essenciais para implantação dos parques eólicos, visto que o vento é uma fonte intermitente, portanto uma análise prévia de medições do local em combinação de análises estatísticas determinarão precisamente o comportamento do regime de ventos do local.

O cálculo de energia é um dos pontos principais do projeto, pois com os valores obtidos, serão levantados parâmetros de GF, que influenciará a receita, número de aerogeradores, espaço de construção, toda a logística para concretizar o empreendimento, constituindo o investimento que será realizado, e também os futuros custos para se produzir energia que advém dos dados energéticos.

Para o ano de 2020, é esperada a adoção do PLD horário, que consiste na variação do preço de liquidação de diferenças ao longo do dia, proporcionado pelo desenvolvimento do terceiro modelo computacional, o Dessem. Tal mudança seria mais um fator de risco para a implantação da geração eólica, visto que é uma fonte variável. Trabalhos que levem em conta essa nova variável serão oportunos.

Por fim, após todo planejamento da usina eólica ter sido feito, o estudo de viabilidade confirma o que os indicadores de vento do local e as potências levantadas são de interesse não só técnico como econômico. As premissas adotadas no projeto não só devem ser conservadoras a ponto de não colocar o projeto em alto risco, mas também as mais precisas possíveis, pois premissas equivocadas podem “queimar” o capital dos investidores.

Para o presente projeto foram levantadas premissas de fontes confiáveis, apresentando um projeto economicamente viável, com uma TIR de 9,94%, porém o ideal para o projeto realmente seria atingir os parâmetros explicitados nos cenários hipotéticos da Tabela 13 que ultrapassam com uma margem grande a Taxa Mínima de Atratividade.

Uma ressalva para futuros trabalhos em respeito a levantamento de custos, de modo que estes possuam o maior grau de precisão. Visto que o investimento inicial é um valor importante do projeto e deve ser estipulado com maior caracterização de seus componentes.

REFERÊNCIAS

ABEEólica. *Boletim Anual de Geração Eólica 2017*. São Paulo, 2017.

ALDABÓ, Ricardo. *Energia Eólica*. São Paulo: Artliber, 2002.

ANEEL. *Aprovado valor das cotas do Proinfa para 2018*. 21 de dezembro de 2017.

[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aprovado-valor-das-cotas-do-proinfa-para-2018/656877?inheritRedirect=false)

[/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aprovado-valor-das-cotas-do-proinfa-para-2018/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aprovado-valor-das-cotas-do-proinfa-para-2018/656877?inheritRedirect=false) (acesso em novembro de 2018).

—. *Energia Eólica*. s.d. http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica.pdf (acesso em novembro de 2018).

—. *Leilões de geração*. 2 de junho de 2017. <http://www.aneel.gov.br/geracao4> (acesso em novembro de 2018).

—. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas*. 6 de março de 2017.

<http://www.aneel.gov.br/proinfa> (acesso em novembro de 2018).

—. *RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.369*. 27 de fevereiro de 2018.

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/reh20182369ti.pdf (acesso em maio de 2019).

—. *Resolução Normativa Nº 481*. 17 de abril de 2012.

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf> (acesso em abril de 2019).

—. *Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica*. 28 de junho de 2016.

[http://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-](http://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/c4M6OIOMkLad/content/taxa-de-fiscalizacao-dos-servicos-de-energia-eletrica?inheritRedirect=false)

[/asset_publisher/c4M6OIOMkLad/content/taxa-de-fiscalizacao-dos-servicos-de-energia-eletrica?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/c4M6OIOMkLad/content/taxa-de-fiscalizacao-dos-servicos-de-energia-eletrica?inheritRedirect=false) (acesso em maio de 2019).

ATIENZA, J. C., I. M. FIERRO, e O. & Valls INFANTE. *Directrizes para La evaluación Del impacto de los parques eólicos en aves y murciélagos*. Madrid, 2008.

Banco Central do Brasil. **Metas para a inflação.** s.d.

<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/metainflacao> (acesso em maio de 2019).

CARNEIRO, Joaquim. **Energia eólica.** Braga, 2013.

CASTRO, Rui M. G. “**Introdução à Energia Eólica.**” *Centro de Tecnologia do Gás e Energias Renováveis.* março de 2009.

http://ead2.ctgas.com.br/a_rquivos/Pos_Tecnico/Especializacao_Energia_Eolica/Medicao_Anemometrica/Material%20de%20Consulta/Livros/Introdu%C3%A7%C3%A3o%20a%20Energia%20E%C3%B3lica.pdf (acesso em março de 2019).

CCEE. **Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Contrato.** abril de 2019.

CEBDS. **Quais são as metas do Brasil para o Acordo de Paris?** 10 de abril de 2017.

<http://cebds.org/blog/entenda-o-que-e-ndc-brasileira/#.W8Yw6GhKjIU> (acesso em novembro de 2018).

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013.** Rio de Janeiro, 2017.

COMERC Energia. **O Mercado Livre de Energia.** s.d.

https://www.comerc.com.br/comerc/o_mercado_livre_de_energia.asp#como_funciona (acesso em maio de 2019).

Conceito.de. **Conceito de investimento.** 29 de novembro de 2011.

<https://conceito.de/investimento> (acesso em maio de 2019).

CONUBE. **Saiba como definir o porte da empresa e no que isso pode impactar o negócio.**

13 de junho de 2018. <https://conube.com.br/blog/como-definir-o-porte-da-empresa/> (acesso em maio de 2019).

CRESESB. **Energia e Potência Extraída do Vento.** 11 de junho de 2008.

http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=221 (acesso em março de 2019).

—. **Tipos de Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica.** 11 de junho de 2008.

http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=231 (acesso em março de 2019).

CUSTÓDIO, Ronaldo Dos Santos. *Energia Eólica Para Produção de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ENERCON. *Linha de produtos ENERCON*. agosto de 2015.

http://www.wobben.com.br/fileadmin/user_upload/ec_product_br.pdf (acesso em março de 2019).

EPE. *Instruções para as medições anemométricas e climatológicas do Leilão de Energia de Reserva*. outubro de 2009. <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-210/Instru%C3%A7%C3%B5es%20Medi%C3%A7%C3%B5es%20Anemom%C3%A9tricas%20-%202009.pdf> (acesso em novembro de 2018).

—. *PARTICIPAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA NO BRASIL*. 19 de junho de 2018. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-394/NT_EPE-DEE-NT-041_2018-r0.pdf (acesso em novembro de 2018).

EXAME. *Energia eólica desbrava o alto-mar: Setor instalou um total de 3,3 GW de capacidade em 2017*. 16 de fevereiro de 2018. <https://exame.abril.com.br/economia/energia-eolica-desbrava-o-alto-mar/> (acesso em novembro de 2018).

FABRETTI, Láudio Camargo. *Contabilidade Tributária, 16ª edição*. São Paulo: Atlas S.A., 2017.

FADIGAS, Eliane A. Faria Amaral. *Energia eólica*. São Paulo: Manole, 2011.

ICMBio. *Relatório Anual de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil*. 2014.

http://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/comunicacao/publicacoes/Miolo-Relatorio-Rotas-Migratorias_10-02-2015_Corrigido.pdf (acesso em abril de 2019).

InMet. *BDMEP - Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa*. 2019.

<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep> (acesso em março de 2019).

MATHEW, Sathyajith. *Wind Energy - Fundamentals, Resource Analysis and Economics*.
Berlim: Springer, 2006.

MOTTA, Regis da Rocha, e Guilherme Marques CALÔBA. *Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em Projetos Industriais*. São Paulo: Atlas S.A., 2002.

NERY, Eduardo. *Mercado e Regulação de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

ONS. *Mapa Dinâmico do SIN*. maio de 2019. <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas> (acesso em maio de 2019).

PINTO, Milton de Oliveira. *Fundamentos de energia eólica*. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

Prefeitura de Paulo Afonso. *Aspectos*. s.d.

<http://www.pauloafonso.ba.gov.br/novo/?p=turismo&i=3> (acesso em março de 2019).

Presidência da República. **DECRETO Nº 2.410**. 28 de novembro de 1997.

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1997/d2410.htm (acesso em maio de 2019).

Receita Federal - Ministério da Economia. **IRPJ** (*Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas*). 22 de maio de 2018. <https://receita.economia.gov.br/acesso-rapido/tributos/IRPJ> (acesso em maio de 2019).

SANTOS, Bruna de Moraes, e Pedro Barboza MODESTO. “**Perspectiva de um novo tratamento das usinas eólicas no modelo Newave.**” 2018. Artigo (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo, 2018.

TOLMASQUIM, Maurício T., Amilcar GUERREIRO, e Ricardo GORINI. *Matriz energética brasileira: Uma prospectiva*. novembro de 2007.
<http://www.scielo.br/pdf/nec/n79/03.pdf> (acesso em novembro de 2018).

UPM. *Guia Mackenzie de Trabalhos Acadêmicos*. São Paulo: Mackenzie, 2010.